



TRABAJO FIN DE GRADO

## **Determinación del ciclo de vapor de una central solar termoeléctrica CCP de 50MW**

**Grado en Ingeniería Mecánica**

Junio de 2012

**Autora: Ascensión Aynat Piquer**

**Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz**



Para mis padres que tan inmenso esfuerzo han hecho para ayudarme a alcanzar este sueño. Por exigirme, por creer en mis posibilidades y ayudarme a ser quien soy.

A mis hermanos, José María y Manuel, para que encuentren lo que les llene y puedan dar lo mejor de ellos. Gracias por hacerme sentir como si nunca me hubiera ido.

A mis compañeros de la Universidad, por las mil horas que hemos pasado, por que estudiar con vosotros ha hecho todo más fácil y por hacerme sentir como en casa a pesar de estar a kilómetros.

A mi tutor Gabriel, por ayudarme a la realización de este trabajo por exigirme y corregirme.

A Sun to Market Solutions por darme la oportunidad de aprender de lo que más me gusta de mis estudios y por las aportaciones dadas para la realización de este trabajo.

A mis abuelos, pero sobre todo a mi abuelo José María. Sé que te hubiera encantado estudiar una ingeniería. Sin embargo, tú fuiste un genio sin necesidad de estudios.



# Índice

Resumen Ejecutivo .....	14
<b>1. Justificación del proyecto.....</b>	<b>15</b>
<b>1.1. Introducción a las energías renovables.....</b>	<b>15</b>
<b>1.2. Caracterización de las centrales termosolares .....</b>	<b>20</b>
1.2.1. Disco Stirling.....	21
1.2.2. Tecnología de Torre.....	23
1.2.3. Tecnología Fresnel.....	26
1.2.4. Tecnología Cilindro Parabólica .....	27
<b>1.3. Pasado, presente y futuro de la térmica solar .....</b>	<b>29</b>
<b>1.4. Descripción del proyecto .....</b>	<b>41</b>
<b>2. Descripción de las instalaciones .....</b>	<b>42</b>
<b>2.1. Campo solar .....</b>	<b>42</b>
2.1.1. Reflector cilíndrico parabólico .....	43
2.1.2. Tubos absorbentes .....	44
2.1.3. Estructura del colector .....	46
2.1.4. Sistema de seguimiento, control y adquisición de datos.....	49
<b>2.2. Circuito del fluido térmico .....</b>	<b>51</b>
2.2.1. Tuberías .....	52
2.2.2. Tanque de expansión .....	53
2.2.3. Tanques de rebose .....	53
2.2.4. Sistema de regeneración.....	54
2.2.5. Tanque de almacenamiento auxiliar .....	54
2.2.6. Sistema de nitrógeno .....	54
2.2.7. Sistema de bombeo.....	54
<b>2.3. Ciclo de potencia .....</b>	<b>56</b>
2.3.1. Generador de vapor .....	57
2.3.2. Cuerpo de turbinas.....	60
2.3.3. Condensador .....	61
2.3.4. Bombas del ciclo.....	63
2.3.5. Precalentadores .....	63

2.3.6.	Desgasificador .....	64
2.3.7.	Generador eléctrico .....	66
<b>2.4.</b>	<b>Almacenamiento térmico .....</b>	<b>67</b>
2.4.1.	Intercambiador de calor aceite/sal .....	70
2.4.2.	Tanques de almacenamiento de sales .....	70
2.4.4.	Protección anticongelación .....	71
<b>2.5.</b>	<b>Caldera auxiliar / hibridación .....</b>	<b>73</b>
<b>2.6.</b>	<b>BOP (Balance of plant) .....</b>	<b>75</b>
2.6.1.	Planta de tratamiento de agua (PTA) .....	75
2.6.2.	Sistema de refrigeración principal .....	76
2.6.3.	Sistema de refrigeración de equipos.....	78
2.6.4.	Sistema de tratamiento de vertidos (PTE) .....	78
2.6.5.	Planta satélite de GNL .....	80
2.6.6.	Otros sistemas.....	82
<b>2.7.</b>	<b>Sistemas de control .....</b>	<b>85</b>
<b>3.</b>	<b>Determinación del ciclo de vapor .....</b>	<b>90</b>
<b>4.</b>	<b>Centrales termosolares en el marco legal .....</b>	<b>107</b>
<b>5.</b>	<b>Economía y costes .....</b>	<b>111</b>
5.1.	Análisis de costes .....	111
5.2.	Estudio macroeconómico.....	116
<b>6.</b>	<b>Impacto ambiental .....</b>	<b>122</b>
<b>7.</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>124</b>
Anexo I .....		126
Anexo II .....		127
Anexo III .....		152



# Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1: Potencial de las energías renovables frente al consumo mundial (Fuente: torre-solar.es).....	16
Ilustración 2: Propuesta para una posible infraestructura de suministro de energía limpia [2]..	17
Ilustración 3: Distribución espacial de radiación directa anual en España [1] .....	18
Ilustración 4: Resultados del potencial disponible en España [1] .....	18
Ilustración 5: Tipos de tecnologías de concentración solar (Fuente: torre-solar.es) .....	20
Ilustración 6: Disco Stirling (Fuente: esrenovable.com) .....	21
Ilustración 7: Motor Stirling (Fuente: themorningstarg2.wordpress.com) .....	22
Ilustración 8: Flujo de energía en un sistema de Disco Stirling (Fuente: themorningstarg2.wordpress.com) .....	23
Ilustración 9: Central Solar Termoeléctrica de Torre Central (Fuente: desenchufados.net) .....	24
Ilustración 10: Vista de sistema de Torre Central y su campo de helióstatos [3].....	24
Ilustración 11: Tecnología Fresnel (Fuente: solarreport.net) .....	26
Ilustración 12: Distribución de iniciativas para cada tecnología [1] .....	27
Ilustración 13: Seguimiento del sol en un colector cilindro parabólico (Fuente: <a href="http://www.afinidadelectrica.com">http://www.afinidadelectrica.com</a> ).....	28
Ilustración 14: Reproducción moderna de una Skaphia griega [4].....	29
Ilustración 15: Representación del uso bélico que Arquímedes dio a la radiación solar [4].....	30
Ilustración 16: Horno solar de Lavosier [4].....	31
Ilustración 17: Turbina alimentada por energía solar de Mouchot [4] .....	31
Ilustración 18: Captador cilindro parabólico de Maadi [4].....	32
Ilustración 19: Vista de la PSA [5] .....	33
Ilustración 20: Colectores solares en el desierto de Mojave (Fuente: <a href="http://en.citizendium.org/wiki/Steam_generator">http://en.citizendium.org/wiki/Steam_generator</a> ) .....	34
Ilustración 21: Localización de centrales solares termoeléctricas en España [6].....	35
Ilustración 22: Centrales en operación en el mundo en 2010 [1] .....	36
Ilustración 23: Centrales en construcción en el mundo en 2010 [1].....	36
Ilustración 24: Centrales en promoción en el mundo en 2010 [1] .....	37
Ilustración 25: Vida de las centrales solares termoeléctrica CCP Estela [7] .....	40
Ilustración 26: Métodos de reducción de costes en centrales solares termoeléctricas [7] .....	40
Ilustración 27: Campo solar en el desierto de Mojave en California (Fuente: allposters.es).....	42
Ilustración 28: Capas del espejo FLABEG [8].....	43
Ilustración 29: Tubo absorbedor colocado en la línea focal de la parábola [9].....	45
Ilustración 30: Diagrama del tubo absorbente (Fuente: esiold.us.es).....	45
Ilustración 31: Tubo receptor SCHOTT PTR 70 [9] .....	46
Ilustración 32: Estructura del colector EUROTROUGH (Fuente: solarmillennium.de) .....	47
Ilustración 33: Estructura del colector EUROTROUGH SKAL-ET (Fuente: solarmillennium.de) ....	48
Ilustración 34: Sistema de seguimiento solar (Fuente: esiold.us.es).....	49
Ilustración 35: Esquema de un ejemplo de ciclo Rankine [17] .....	57
Ilustración 36: Intercambiador tipo tubo-carcasa [16].....	58
Ilustración 37: Evaporador tipo Kettle ( <a href="http://www.mavainsa.com/documentos/2_transferencia_calor.pdf">http://www.mavainsa.com/documentos/2_transferencia_calor.pdf</a> ) .....	59



Ilustración 38: Esquema de un condensador [15] .....	61
Ilustración 39: Estructura del condensador [18] .....	62
Ilustración 40: Interior de un precalentador (Fuente: acusim.com).....	64
Ilustración 41: Estructura de un desgasificador [15] .....	65
Ilustración 42: Sistema de almacenamiento en una central solar termoeléctrica (Fuente: amyca.org) .....	68
Ilustración 43: Situación de la caldera en el esquema de la central (Fuente: centralestermosolares.com) .....	74
Ilustración 44: Sistema de refrigeración del condensador cerrado [15] .....	76
Ilustración 45: Interior de una torre de refrigeración de tiro [15] .....	77
Ilustración 46: Sistema de control del campo solar (FSC) de una de las primeras centrales termosolares [11].....	86
Ilustración 47: Pantalla del sistema de control de la turbina Siemens SST-700 [11].....	87
Ilustración 48: Esquema general de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico e hibridada con una caldera de Gas Natural (Fuente: amyca.org).....	89
Ilustración 49: Esquema primera simulación (Fuente: propia) .....	93
Ilustración 50: Esquema segunda simulación (Fuente: propia).....	94
Ilustración 51: Esquema tercera simulación (Fuente: propia).....	95
Ilustración 52: Esquema cuarta simulación (Fuente: propia) .....	96
Ilustración 53: Esquema sexta simulación (Fuente: propia).....	97
Ilustración 54: Esquema sexta simulación (Fuente: propia).....	98
Ilustración 55: Esquema séptima simulación (Fuente: propia) .....	99
Ilustración 56: División del ciclo (Fuente: propia) .....	99
Ilustración 57: Parte superior (Fuente: propia) .....	100
Ilustración 58: Parte inferior (Fuente: propia).....	100
Ilustración 59: Puntos característicos del ciclo (Fuente: propia).....	103
Ilustración 60: Diagrama TS del ciclo Rankine (Fuente: Propia) .....	105
Ilustración 61: Número de horas equivalentes de referencia según R.D 1614/2010 [1] .....	109
Ilustración 62: Costes de inversión en 2010 para instalaciones de captadores cilindro-parabólicos [1].....	111
Ilustración 63: Costes de operación y mantenimiento anuales en el año 2010 para centrales solares termoeléctrica CCP [1].....	112
Ilustración 64: Evolución de costes de inversión de una central solar termoeléctrica CCP con SAT [1] .....	112
Ilustración 65: Coste de generación según localización de la central [7] .....	113
Ilustración 66: Evolución prevista del coste de generación eléctrica mediante centrales CCP, en USD/MWh respecto a dos niveles de radiación directa en KWh/m <sup>2</sup> anual [1] .....	114
Ilustración 67: Competitividad de la térmica solar con la generación convencional [7].....	114
Ilustración 68: Comparación costes de generación termosolar con otras renovables [7] .....	115
Ilustración 69: Actividades incluidas en la fase de construcción y operación y mantenimiento [13] .....	116
Ilustración 70: Inversión en centrales CCP durante el año 2010 [13].....	117
Ilustración 71: Porcentaje de inversión nacional e importada de una central CCP sin SAT en el año 2010 [13].....	117

Ilustración 72: Porcentaje de inversión nacional e importada de una central CCP con SAT en el año 2010 [13].....	117
Ilustración 73: Evolución del porcentaje de inversión que permanece en España [13].....	118
Ilustración 74: Contribución al PIB durante la fase de operación y mantenimiento [13] .....	118
Ilustración 75: Contribución al PIB durante la fase de construcción [13] .....	118
Ilustración 76: Contribución al PIB total del sector solar termoeléctrico [13] .....	119
Ilustración 77: Empleo generado desde 2008 hasta 2010 gracias al sector solar termoeléctrico [13].....	119
Ilustración 78: Evolución cotizaciones sociales [13] .....	120
Ilustración 79: Impuesto sobre las sociedades [13].....	120
Ilustración 80: Impuesto sobre las personas físicas [13] .....	120
Ilustración 81: Balance primas frente retornos económicos [13] .....	121
Ilustración 82: Energía sustituida por la producción de energía solar termoeléctrica [13] .....	122
Ilustración 83: Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas [13] .....	122
Ilustración 84: Centrales solares termoeléctricas en España [6].....	126
Ilustración 85: Ciclo con un precalentador (Fuente: propia) .....	127
Ilustración 86: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	127
Ilustración 87: Propiedades del agua a la salida de generador de vapor (Fuente: propia) .....	128
Ilustración 88: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	128
Ilustración 89: Características del sangrado (Fuente: propia) .....	128
Ilustración 90: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	128
Ilustración 91: Ciclo con un precalentador y un desgasificador (Fuente: propia) .....	129
Ilustración 92: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	129
Ilustración 93: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor (Fuente: propia) .....	130
Ilustración 94: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	130
Ilustración 95: Propiedades del primer sangrado (Fuente: propia).....	130
Ilustración 96: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	130
Ilustración 97: Propiedades del segundo sangrado (Fuente: propia).....	131
Ilustración 98: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia).....	131
Ilustración 99: Ciclo con dos precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia) .....	132
Ilustración 100: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	132
Ilustración 101: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor (Fuente: propia) .....	133
Ilustración 102: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	133
Ilustración 103: Características del primer sangrado (Fuente: propia) .....	133
Ilustración 104: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	133
Ilustración 105: Características del segundo sangrado (Fuente: propia) .....	134
Ilustración 106: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia).....	134
Ilustración 107: Características del tercer sangrado (Fuente: propia) .....	134
Ilustración 108: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia) .....	134
Ilustración 109: Ciclo con recalentamiento, dos precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia).....	135
Ilustración 110: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	135
Ilustración 111: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia).....	136

Ilustración 112: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	136
Ilustración 113: Características del primer sangrado (Fuente: propia) .....	136
Ilustración 114: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia) .....	136
Ilustración 115: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	137
Ilustración 116: Características del segundo sangrado (Fuente: propia) .....	137
Ilustración 117: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia).....	137
Ilustración 118: Características del tercer sangrado (Fuente: propia) .....	137
Ilustración 119: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia) .....	138
Ilustración 120: Ciclo con recalentamiento, tres precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia).....	139
Ilustración 121: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	139
Ilustración 122: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia).....	140
Ilustración 123: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	140
Ilustración 124: Características del primer sangrado (Fuente: propia) .....	140
Ilustración 125: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	140
Ilustración 126: Características del segundo sangrado (Fuente: propia) .....	141
Ilustración 127: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia) .....	141
Ilustración 128: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia).....	141
Ilustración 129: Características del tercer sangrado (Fuente: propia) .....	141
Ilustración 130: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia) .....	142
Ilustración 131: Propiedades del cuarto sangrado (Fuente: propia) .....	142
Ilustración 132: Propiedades del agua a la salida de la quinta turbina (Fuente: propia) .....	142
Ilustración 133: Ciclo con recalentamiento, cuatro precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia).....	143
Ilustración 134: Propiedades del ciclo (Fuente: propia) .....	143
Ilustración 135: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia).....	144
Ilustración 136: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia).....	144
Ilustración 137: Características del primer sangrado (Fuente: propia) .....	144
Ilustración 138: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia).....	144
Ilustración 139: Características del segundo sangrado (Fuente: propia) .....	145
Ilustración 140: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia) .....	145
Ilustración 141: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia).....	145
Ilustración 142: Características del tercer sangrado (Fuente: propia) .....	145
Ilustración 143: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia) .....	146
Ilustración 144: Características del cuarto sangrado (Fuente: propia) .....	146
Ilustración 145: Propiedades del agua a la salida de la quinta turbina (Fuente: propia) .....	146
Ilustración 146: Características del quinto sangrado (Fuente: propia) .....	146
Ilustración 147: Propiedades del agua a la salida de la sexta turbina (Fuente: propia) .....	147
Ilustración 148: Parte superior (Fuente: propia) .....	148
Ilustración 149: Primer sangrado (Fuente: propia).....	148
Ilustración 150: Segundo sangrado (Fuente: propia) .....	148
Ilustración 151: Tercer sangrado (Fuente: propia) .....	149

Ilustración 152: Cuarto sangrado (Fuente: propia) .....	149
Ilustración 153: Quinto sangrado (Fuente: propia) .....	149
Ilustración 154: Sexto sangrado (Fuente: propia) .....	150
Ilustración 155: Al condensador (Fuente: propia) .....	150
Ilustración 156: Potencia cedida en las bombas y calor cedido en el recalentador (Fuente: propia).....	150
Ilustración 157: Parte inferior (Fuente: propia).....	151
Ilustración 158: Potencia absorbida por las bombas y calor cedido al agua de refrigeración que atraviesa el condensador (Fuente: propia).....	151
Ilustración 159: Potencia generada (Fuente: propia) .....	151



## Resumen Ejecutivo

El último decreto referente a la solar termoeléctrica elimina temporalmente los incentivos, hasta ahora en forma de primas, a las centrales termosolares futuras. Gracias a este tipo de incentivos se había conseguido impulsar este tipo de generación renovable en nuestro país, consiguiendo situar a España como líder mundial de este sector.

Las centrales hoy por hoy no son rentables sin primas, pero según el desarrollo de los costes se estimaba que para 2020 serían rentables. Sin embargo el fin de las primas puede suponer un estancamiento del desarrollo que hará que la evolución de costes sea mucho más lenta, a expensas de lo que suceda en otras partes del mundo.

La energía solar termoeléctrica no es la más eficiente ni la más barata de las renovables. Sin embargo su carácter gestionable (que no poseen ni la eólica, ni la fotovoltaica, por ejemplo) la hace imprescindible en un futuro sistema eléctrico gobernado por energías verdes.

Para evitar esta crisis termosolar, la única solución es investigar sobre cómo reducir los costes de manera más rápida a lo que los estudios prevén.

Entre los métodos de abaratamiento de coste de generación, es de suma importancia aumentar el rendimiento de la central. Uno de los factores que afecta al rendimiento total de la central es el rendimiento del ciclo de vapor.

En el presente trabajo se ha estudiado con el objeto de determinar el ciclo de vapor óptimo de una central solar termoeléctrica CCP de 50MW. El diseño óptimo será aquel que mayores rendimientos presente, es decir, aquel que sea capaz de producir más energía a partir de la misma radiación solar.

En el estado de desarrollo actual de la tecnología, el fluido encargado de transferir calor al generador de vapor suele ser aceite sintético. Este se descompone si sobrepasa los 400°C, por lo que la temperatura del vapor estará muy limitada.

Además existe una restricción en el retorno de lazo del campo solar. Debido a la geometría y dimensiones de este, el aceite solo puede recuperar 100°C, por lo que el salto térmico de este debe tener dicho valor. Para lograr dicho salto se realizarán diferentes regeneraciones mediante el vapor extraído de las turbinas que conseguirá elevar la temperatura del agua condensada.

Los ciclos que mayor rendimiento han obtenido son aquellos que disponen de un sistema de recalentamiento del vapor. Además de cumplir la restricción de salto térmico del aceite, las regeneraciones aumentan el rendimiento.

Para finalizar el trabajo se presenta un estudio macroeconómico y medio ambiental que trata de poner de relevancia los beneficios económicos y mediambientales que supone la implantación de esta tecnología.

# 1. Justificación del proyecto

## 1.1. Introducción a las energías renovables

En una humanidad inconcebible sin suministros eléctricos se presenta la duda de cómo hacer que estos sean ilimitados.

Es cierto que ya existen numerosas alternativas que reducen el pánico de un futuro sin combustibles fósiles, pero ¿son estas alternativas accesibles para la mayoría, o aún se trata de última tecnología para una minoría que arraigaría todavía más la diferencia entre países desarrollados y subdesarrollados?

La energía renovable supone la esperanza de un futuro donde cada país disfrute de independencia eléctrica. Esta independencia nacerá de suministros fiables de electricidad. Además presentará solución a varios problemas:

- Supondrá el remplazo de los combustibles fósiles: se terminará la dependencia de los países sin recursos petrolíferos. Además los recursos usados son ilimitados a diferencia de los combustibles empleados en la actualidad, por lo que presentan una solución definitiva.
- Garantizan el suministro al ser autóctonas y mejorarán la economía de la región en la que se instalen las centrales.
- Reducirá el problema ecológico y medioambiental: nuestros habituales métodos de obtención de energía han provocado en gran medida la degradación del medio ambiente; tanto por la emisión de gases de efectos invernaderos, como por residuos provenientes de las centrales. Es por esto que ya se están tomando medidas. Los miembros de la Unión Europea firmaron el PER 2011-2020 por el cual se comprometieron a conseguir que el 20% de la generación eléctrica en 2020 fuera de origen renovable.[1]
- Abaratará la electricidad: el único coste existente es el de construcción y mantenimiento de los sistemas. Inicialmente es más cara debido a la inversión en investigación, pero a largo plazo alcanzará un precio fijo; acabando así con las variaciones de precio de la electricidad como sucede en la actualidad.

Cada país deberá valorar que energía renovable puede explotar, según sus recursos, y combinarlos para asegurar el suministro.

Además, partiendo de la base de que la disponibilidad de la mayoría de energías renovables es variable (diaria, estacional, etc.) no se puede pensar que solo un tipo de recurso renovable solucionará el problema eléctrico de una región; pero si se combinan varios recursos como el solar, el eólico, el mareomotriz, el geotérmico etc. podemos obtener energía limpia e ilimitada, aumentando la autonomía y mejorando la economía local.

El recurso renovable con más potencial mundialmente es el solar, como se puede apreciar en la siguiente ilustración. Es 1800 veces superior al consumo de energía primaria mundial en la actualidad. Seguidamente se encuentra la energía eólica superior al consumo de energía primaria mundial en 200 veces.

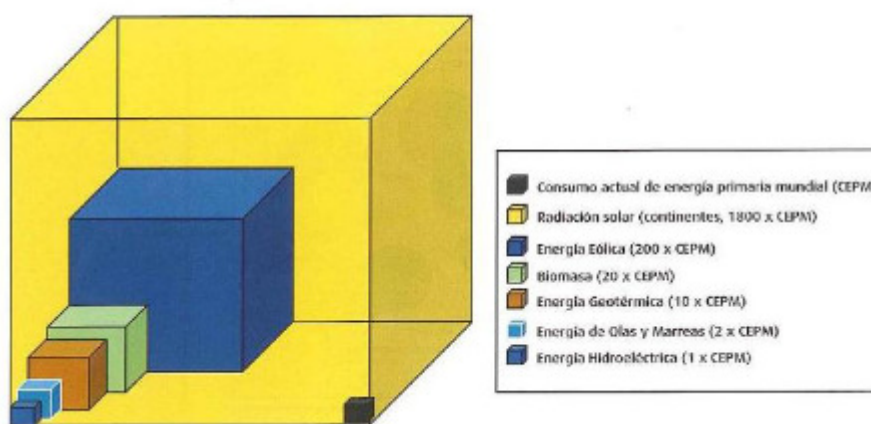


Ilustración 1: Potencial de las energías renovables frente al consumo mundial (Fuente: torre-solar.es)

En particular, España debida a su situación, dispone de un lugar privilegiado para la generación de electricidad solar. A pesar de que la fotovoltaica está más extendida, esta no dota de gestionabilidad a la red ya que aún no se ha encontrado una manera barata y eficiente de almacenarla o hibridarla.

La energía solar termoeléctrica supone una alternativa imprescindible, debido a su facilidad de hibridación y almacenamiento, particularidades no presentes en todas las renovables. A pesar de que actualmente se suele hibridar con Gas Natural, en un futuro podría hacerse con biomasa, lo que supondría una central totalmente respetuosa con el medio ambiente.

La región más adecuada para situar estas centrales se trata del cinturón solar que abarca entre los paralelos 40° norte y 40° sur. En esta zona la radiación incidente es mucho mayor abaratando el precio de la energía.



Es por esto que algunos proyectos quieren situar centrales solares termoeléctricas en esta región y suministrar con la electricidad generada países que se encuentran bastantes alejados del cinturón solar, mediante líneas de alto voltaje en corriente continua. Con dichas líneas las pérdidas de transporte estarían limitadas a alrededor de un 3% por cada 1000 km.

Desertec es un proyecto que pretende conectar eléctricamente Europa, Oriente Medio y África del Norte. Esta red explotará recursos eólicos y solares principalmente, aunque no se olvida del resto de recursos renovables. En la siguiente ilustración se observa una propuesta de explotación de recursos renovables en cada zona. [2]

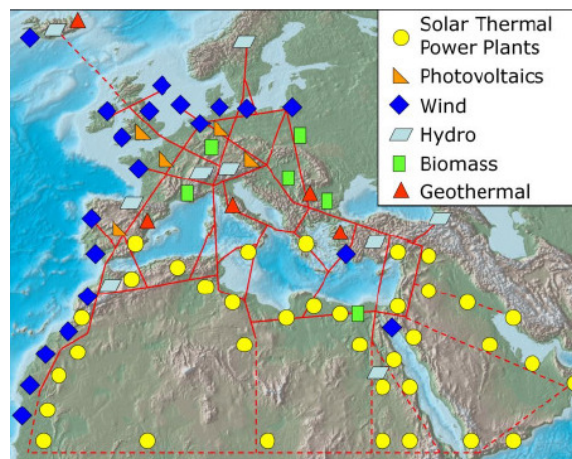


Ilustración 2: Propuesta para una posible infraestructura de suministro de energía limpia [2]

Sin embargo aunque existan ya numerosas tecnologías que usen recursos renovables para la obtención de electricidad, queda mucho por desarrollar, mejorar y abaratar. Incluso puede que alguna energía renovable, que parece será de vital importancia en el futuro, quede desbancada al descubrir otro método más eficiente.

El principal problema existente respecto a las energías renovables es el coste, ya que a primera vista parece superar a los tradicionales métodos de obtención de energía. Por ello las investigaciones ahora se centran en abaratar dicha energía. ¿Cómo? Aumentando el rendimiento de los sistemas, la vida útil de los equipos, investigando en materiales de mejores propiedades, reduciendo residuos y reduciendo tiempos.

Normalmente se tiende a pensar que las tecnologías renovables no generan residuos. Sin embargo no todas las energías renovables carecen de residuos; las energías termosolares producen residuos térmicos en mayor o menor medida que pueden ser reciclados mediante cogeneración (invertir dichos residuos térmicos para la obtención de más energía, o para la obtención de calor (ACS o calefacción) o de frío (climatización)) o mediante almacenamiento de calor.

La energía solar puede utilizarse de dos modos: usando la radiación directa para calentar un fluido (centrales termosolares) o convirtiendo la luminosidad en energía

eléctrica utilizando paneles fotovoltaicos. Las centrales termosolares son más adecuadas que las fotovoltaicas por su gestionabilidad y capacidad de almacenamiento.

Un estudio llevado a cabo por IDAE que se muestra en el PER en 2009 nos indica el potencial de la térmica solar como generación eléctrica dentro de nuestro país. Para el estudio se ha tenido en cuenta la distribución espacial de la radiación directa anual en España. [1]

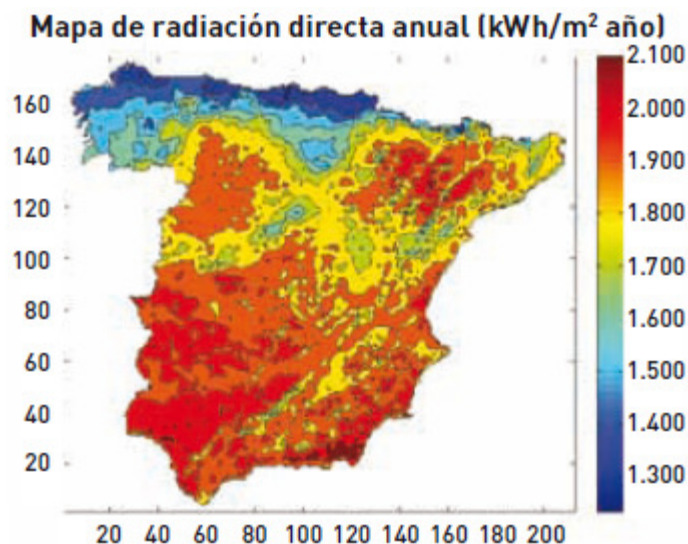


Ilustración 3: Distribución espacial de radiación directa anual en España [1]

Del mapa anterior se ha excluido el terreno destinado a algún uso, espacios protegidos, carreteras, líneas de ferrocarril, núcleos de población, línea de costa e hidrografía y a resultado que el potencial disponible es el que se muestra en la siguiente ilustración.

Potencial disponible	Producción eléctrica anual bruta (sobre el territorio)	
	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)
CP	19.867	76
CP (SAT=6)	20.750	79
CLF	23.926	91
CRC	17.778	68
CRC (SAT=6)	16.627	63
DPS	12.670	48

Ilustración 4: Resultados del potencial disponible en España [1]



Donde se usa la siguiente terminología:

- CP: Centrales de captadores cilindro parabólicos
- CLF: Centrales con captadores lineales tipo Fresnel
- CRC: Centrales de receptor central
- DPS: Centrales de discos parabólicos Stirling
- SAT = 6: Con sistema de almacenamiento de seis horas (SAT = 6)

Como se observa para todo tipo de tecnologías existentes, en cuanto a solar termoeléctrica, el potencial es inmenso.

En el presente proyecto se analizará una central solar termoeléctrica de colectores cilindro-parabólicos.

## 1.2. Caracterización de las centrales termosolares

La tecnología termosolar consiste en la concentración de la radiación solar que llega a una superficie en otra de menor tamaño, de forma que se aumenta la temperatura de la superficie concentrada notablemente. Se las suele denominar por este motivo CSP (Concentrating Solar Power). Para la concentración la mayoría de los sistemas utilizan espejos debido a su reflectividad.

Mientras que los paneles fotovoltaicos utilizan tanto radiación directa como difusa, los captadores solares solo reflejan la radiación directa. La energía fotovoltaica no es un tipo de CSP.

Según el foco de concentración podemos hablar de:

- Concentración puntual, que consiste en orientar los espejos hacia un mismo punto, consiguiendo así elevadas temperaturas. Los ratios de concentración son muy importantes (más de 1000 veces), lo que significa que la radiación que llega a una gran superficie se concentra en otra mil veces menor. Dentro de este sistema existen dos métodos: los Disco Stirling y los de Torre.
- Concentración lineal, que consiste en concentrar la radiación solar en un receptor lineal que se encuentra situado por encima del espejo. Este sistema alcanza menos temperatura al tener menor grado de libertad de seguimiento solar. Existen dos métodos: los Cilindro-parabólico y los Fresnel.

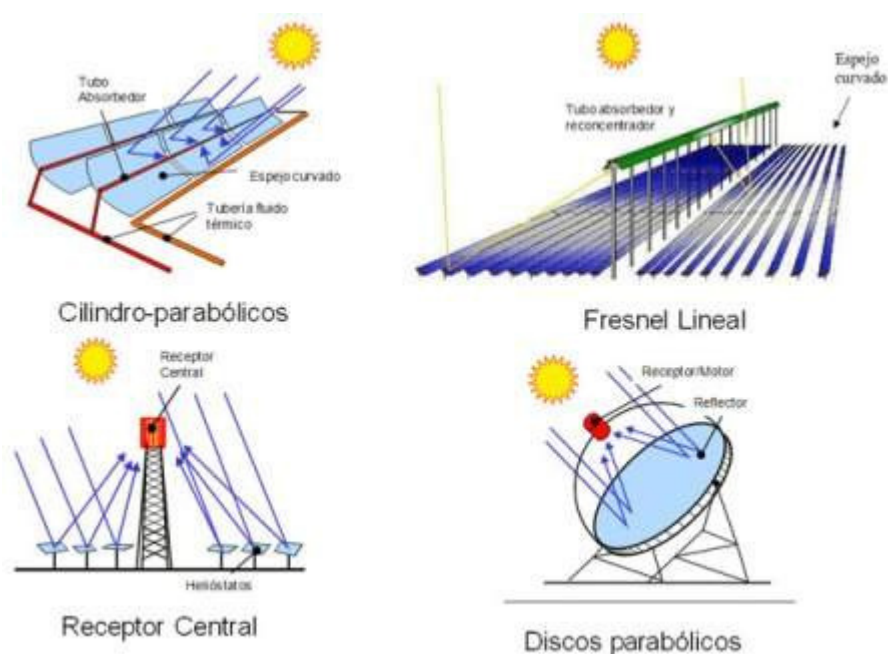


Ilustración 5: Tipos de tecnologías de concentración solar (Fuente: torre-solar.es)

En este tipo de centrales (menos en las de Disco Stirling) se produce vapor que será usado en un ciclo de potencia convencional. El vapor moverá unas turbinas que conectadas a un alternador generará la electricidad como ocurre en las centrales térmicas clásicas.

Si disponen de SAT, sistema de almacenamiento térmico, la central podrá sobredimensionarse para almacenar el calor sobrante y usarlo cuando no haya radiación. Esta es la principal ventaja de las centrales solares termoeléctricas respecto a la fotovoltaica.

La energía solar termoeléctrica es gestionable y puede ajustarse a la demanda haciéndola una de las energías renovables más útiles.

En los siguientes apartados se detallarán los cuatro tipos de tecnologías solares termoeléctricas.

### 1.2.1. Disco Stirling

El método de Disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling que se acopla a un alternador. Se calienta mediante la reflexión el fluido localizado en el receptor hasta una temperatura de 750°C. Esta energía se utiliza para la generación de electricidad por el motor Stirling o la microturbina Brayton. Para el óptimo funcionamiento, el disco debe estar provisto un sistema de seguimiento del sol en dos ejes.



Ilustración 6: Disco Stirling (Fuente: esrenovable.com)

En este sistema se da la relación de concentración más elevada pudiendo ser de niveles de 3000. Esto se consigue mediante la superficie cóncava del concentrador. Esta se compone directamente por un espejo con la curvatura parabólica o por espejos más pequeños soportados por una estructura de fibra de vidrio o mediante una membrana tensionada. Los espejos suelen ser de metal con recubrimiento de vidrio o plástico. Los metales más usados son plata o aluminio. El tamaño del colector dependerá del motor pero la geometría óptima siempre será la del paraboloide de revolución.

El motor Stirling es un motor exotérmico (de combustión externa). Este motor trabaja bajo la expansión y contracción de un gas (generalmente de helio, hidrógeno, nitrógeno o aire) que pasa de un foco frío (contrayéndose) a un foco caliente (expandiéndose) formando un ciclo termodinámico. El motor suele tener una potencia desde 7 a 25 MW y una eficiencia de entre 25-30%. Dentro del ciclo es importante la función del regenerador, que se encarga de absorber y ceder calor a volumen constante del ciclo. Aunque el motor puede funcionar sin él, si el motor dispone de regenerador se obtienen mayores rendimientos. Al tratarse de un ciclo cerrado permite escoger un fluido termodinámicamente óptimo ya que no habrá pérdidas y también emplear presiones altas para aumentar la potencia del motor. Se suele trabajar a presiones de entre 50 y 200 bares.

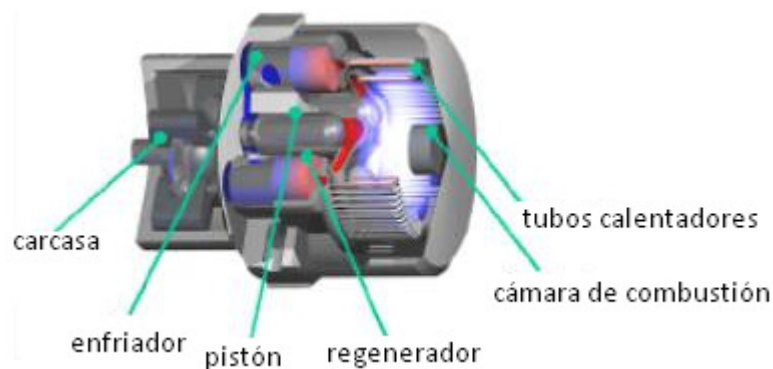


Ilustración 7: Motor Stirling (Fuente: [themorningstarg2.wordpress.com](http://themorningstarg2.wordpress.com))

El foco caliente es el denominado receptor, que está formado por una cavidad con una pequeña apertura y un sistema de aislamiento. En este elemento se produce la transferencia de calor de la radiación solar al gas de trabajo. Esta transferencia se puede hacer mediante dos métodos:

- Iluminando directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas (helio, hidrógeno o aire).
- Vaporizando un metal líquido (generalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas y refluje nuevamente.

En la siguiente ilustración se observa el flujo de energía en un sistema de Disco Stirling.

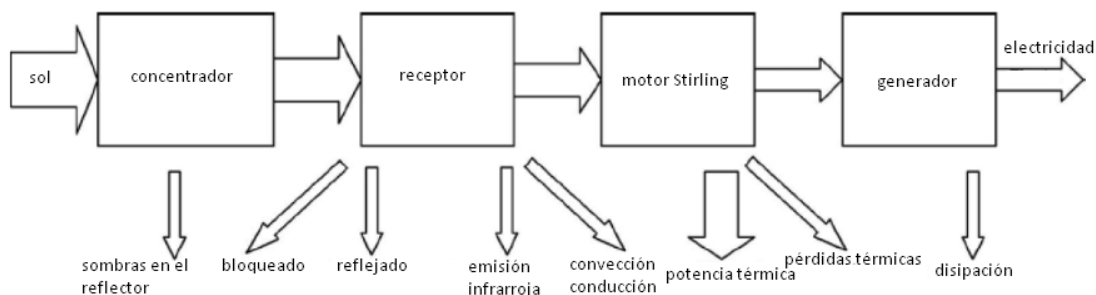


Ilustración 8: Flujo de energía en un sistema de Disco Stirling (Fuente: [themorningstarg2.wordpress.com](http://themorningstarg2.wordpress.com))

La utilización de Discos Stirling tiene como ventajas que no necesita agua para producir electricidad, además al no ser su motor de rozamiento no requiere de lubricación, es silencioso y no vibra. Al no usar combustibles fósiles los componentes no se degradan.

Sin embargo todavía no se ha encontrado una manera eficiente de almacenar la energía con Discos Stirling. El único método es mediante almacenamiento eléctrico, por ejemplo baterías, y esta solución es muy costosa.

### 1.2.2. Tecnología de Torre

Esta tecnología está en una fase intermedia de investigación. Está formada por un campo de helióstatos o espejos móviles que van orientándose según la posición del sol, y reflejan su radiación en un receptor situado en la parte superior de una torre. La relación de concentración es de entorno a 600. El receptor se encarga de calentar el fluido que lo recorre mediante la radiación reflejada.

Normalmente el calor se usará en un ciclo Rankine. El fluido puede ser el mismo que realizará el ciclo de potencia (agua) o puede tratarse de sales fundidas. En este último caso se colocará un intercambiador de calor que transfiera el calor desde las sales al agua, generando vapor, que irá a las turbinas del ciclo de potencia. Cuando el vapor se expanda en las turbinas se producirá la electricidad mediante un generador.



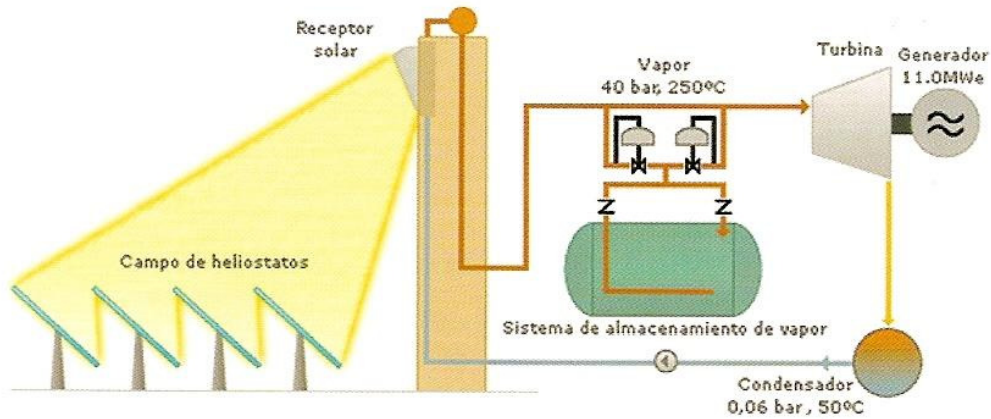


Ilustración 9: Central Solar Termoeléctrica de Torre Central (Fuente: [desenchufados.net](http://desenchufados.net))

Los helióstatos tienen la función de reflejar la radiación solar y concentrarla en el receptor. Se fabrican con una superficie reflectante sustentada por una estructura rígida. Deben disponer de un sistema de seguimiento solar. Normalmente se usan espejos de vidrio.

La torre sirve de soporte para el receptor, ya que este debe situarse a cierta altura sobre los helióstatos para evitar o reducir las sombras y los bloqueos.



Ilustración 10: Vista de sistema de Torre Central y su campo de helióstatos [3]



Como se ha mencionado esta tecnología está en una fase intermedia de investigación. Se sigue buscando obtener mayores rendimientos mediante un aumento de las temperaturas en el receptor e hibridando y mejorando el almacenamiento.

Esta tecnología permite alcanzar temperaturas superiores a los 1000°C lo que elevará el rendimiento en la generación de electricidad, incluso por encima del 25% en la transformación de radiación solar a electricidad.

El rendimiento dependerá de la altura del receptor así como de la distancia del último helióstato a la base de la torre. Cuanto mayor distancia exista entre el helióstato y el receptor mayor será la pérdida de radiación por atenuación atmosférica. Sin embargo será imprescindible elevar el receptor para minimizar bloqueos y sombras.

Como el resto de tecnologías termosolares (a excepción de la de disco Stirling) el campo solar puede sobredimensionarse para almacenar el calor sobrante y usarlo en condiciones de baja o nula radiación solar. También pueden hibridarse mediante una caldera de Gas Natural o Biomasa.

Dentro de las tecnologías de Torre Central podemos encontrar distintas tipologías.

Según el tipo de receptor podemos dividirlos en:

- Centrales de Torre Central con receptor abierto: requiere de un campo de helióstatos que rodee la torre.
- Centrales de Torre Central con receptor de cavidad: requerirá que los helióstatos se dispongan sensiblemente al Norte de la torre en nuestra latitud.

Según la aplicación el fluido de trabajo que recorre el receptor podría alcanzar hasta los 800°C si se quisiera usar el calor solar para desarrollar un ciclo Brayton de aire, o una opción mucho más acertada, un ciclo combinado.

La tecnología de Torre Central además permite su uso en otras aplicaciones por ejemplo en distintos procesos químicos orientados a metalurgia especiales o en la producción de combustibles.

A pesar de que su corta experiencia comercial no permite que se pueda comparar con las centrales de colectores cilindro parabólicos en términos de inversión y de coste de la energía generada, gran parte de los expertos apuntan que este método tiene ventajas competitivas y que seguramente será el preferido del futuro.

### 1.2.3. Tecnología Fresnel

Es uno de los últimos modelos que se están usando para aprovechar el calor de la energía solar. Funciona de manera muy similar a los colectores cilindro-parabólicos.



Ilustración 11: Tecnología Fresnel (Fuente: solarreport.net)

Está compuesta por un concentrador lineal tipo Fresnel con seguimiento del sol en un eje, y un tubo absorbedor fijo en el que refleja la radiación el concentrador. El concentrador destaca por ser más sencillo que los anteriores y por tanto de menor coste. Consiste en reflectores planos que están colocados de tal manera que simulan un espejo curvo por variación de ángulos ajustable de cada fila individual de espejos, en relación con el absorbedor.

La principal ventaja frente a los reflectores cilindro-parabólicos es que sus reflectores están formados por filas de vidrio normal y por tanto son mucho más baratos. Como consecuencia los concentradores lineales tipo Fresnel son un 15% menos eficientes.

La relación de concentración no sobrepasa de 40. Por esto la temperatura que el fluido de trabajo es capaz de alcanzar es bastante más baja que en el resto de tecnologías; estaría por debajo de los 450°C. A esta temperatura el fluido de trabajo suele ser vapor de agua saturado. No hará falta que tenga una cámara de vacío.

Como no habrá intercambiador intermedio también se ahorrará en costes. Es también destacable lo extremadamente resistentes al viento que son, lo que supondrá cimientos sencillos y económicos, como una mayor vida de los espejos, muy vulnerables en el resto de centrales.

A pesar de que, en principio, no dispone de SAT, las centrales de tecnología Fresnel puede tener gran gestionabilidad si se hibridan mediante Gas Natural o Biomasa.

Otro factor importante es que solamente necesitan de dos tercios de la superficie requerida por una central con colectores cilindro-parabólicos de la misma capacidad.

En definitiva las centrales con concentradores lineales tipo Fresnel son menos eficientes pero más económicas. Esto permite una amortización más rápida.

#### 1.2.4. Tecnología Cilindro Parabólica

De las tecnologías solares térmicas es la que más años lleva en marcha y por tanto la más madura y estudiada. Esto permite que haya un extenso historial que demuestra estar preparada para su instalación a gran escala.

Lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 ofreciendo muy buenos resultados. Desde entonces se ha ido mejorando el rendimiento y estudiado como reducir los costes.

En España estarán instaladas en 2013 casi 2500MW de potencia mediante centrales solares termoelectricas de los cuatro tipos mencionados. 48MW corresponden a centrales de torre central, 71MW a discos Stirling, solo algo más de 30 MW a sistemas Fresnel y el resto, 2300MW a CCP. En la siguiente tabla se muestra la distribución de iniciativas para cada tecnología desde el 2006 hasta el próximo año:

P Total (MW)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Torre	11			20		17			48
Cilindro-parabólica			50	150	400	699	649	372	2.320
Fresnel				1,4		30			31,4
Disco	0		0				1	70	71
Total anual	11		50	171	400	746	650	443	2.471
Total acumulado	11	11	61	232	632	1.378	2.028	2.471	

Ilustración 12: Distribución de iniciativas para cada tecnología [1]

La razón por la clara inclinación en esta tecnología es la confianza de los bancos para dar los créditos necesarios para llevar a cabo proyectos de centrales solares termoelectricas CCP. Esto se debe a los largos años de experiencia que muestran que se tratan de proyectos rentables, al menos durante el tiempo que se han dado primas para la construcción de dicha tecnología.

Como el resto de tecnologías de la rama su funcionamiento se basa en proyectar la radiación solar sobre un receptor. En este caso el proyector es un colector cilindro-parabólico en cuya línea focal se sitúa el tubo receptor de alta eficiencia térmica. El colector tiene seguimiento a un eje para colocarse perpendicularmente a los rayos solares.

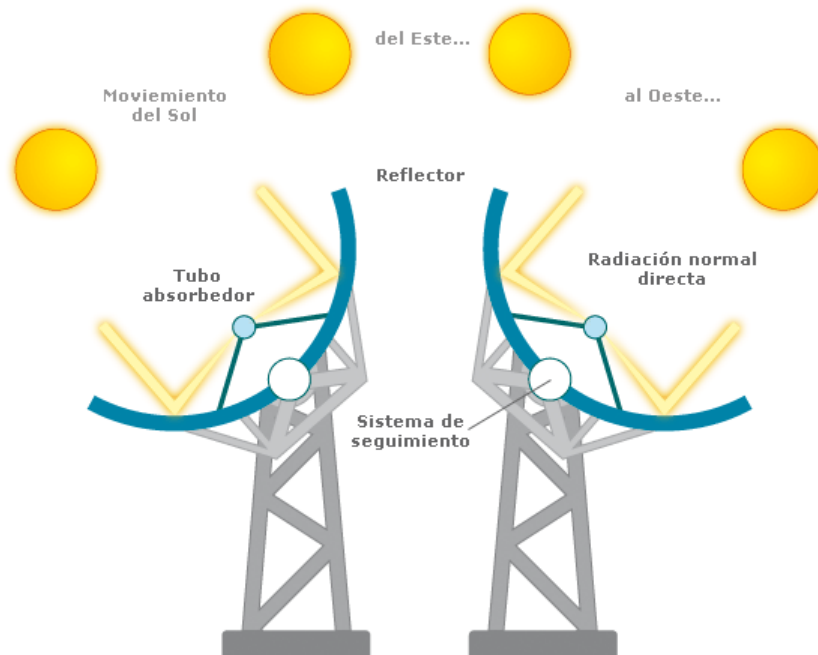


Ilustración 13: Seguimiento del sol en un colector cilindro parabólico (Fuente: <http://www.afinidadelectrica.com>)

Los tubos receptores son recorridos por el fluido de trabajo, que suele ser aceite, alcanzando una temperatura no superior a  $400^{\circ}\text{C}$ . El calor del aceite es transmitido al agua que realiza el ciclo de potencia generando vapor. Cuando el vapor atraviesa la turbina de vapor el calor se transforma en energía mecánica y ésta, mediante un generador, en eléctrica.

La central que se va a analizar en el siguiente proyecto es de este tipo, por lo que se profundizará en su funcionamiento más adelante.

### 1.3. Pasado, presente y futuro de la térmica solar

[4] Los primeros indicios de tecnología térmica solar de concentración se remontan al S III A.C donde griegos y romanos eran capaces de prender antorchas mediante unos recipientes en forma parabólica con el interior reflejante llamados Skaphia. Bastaba con dirigir el dispositivo hacia el sol e introducir el quemador de la antorcha en el interior de la vasija y en pocos segundos prendía debido a las altas temperaturas que se alcanzaban. Hoy día la antorcha olímpica es prendida con un mecanismo muy similar en conmemoración a su origen griego.

Al mismo tiempo en China parece documentado que se empleaban sistemas para encender antorchas mediante la reflexión de los rayos solares. Se puede especular que pudo existir algún modelo más antiguo a los descritos en Mesopotamia o la india.



Ilustración 14: Reproducción moderna de una Skaphia griega [4]

El primer uso militar de la tecnología termosolar fue protagonizado por Arquímedes que consiguió derrotar los barcos romanos enemigos disponiendo en la posición adecuada unos espejos en las murallas de la ciudad de Siracusa. Se cuenta que el sabio griego empleó “el rayo de calor” para destruir las naves romanas que atacaban la ciudad. Esta concentración de la radiación solar provocó que las naves romanas se incendiaran rápidamente.



Ilustración 15: Representación del uso bélico que Arquímedes dio a la radiación solar [4]

Leonardo da Vinci también encontró en la energía solar una gran utilidad. Era conocedor de los sistemas usados en la antigüedad y en el año 1515 inició un gran proyecto que nunca logró completar. El invento consistía en la construcción con espejos cóncavos de un gran concentrador de 6 km de diámetro para producir vapor y calor industrial. Nunca finalizó el proyecto y solo tenemos conocimiento de él a partir de las notas que dejó.

En 1767 el suizo Horace de Saussure inventó lo que denominó “caja caliente” que consistía en un espacio cerrado con todas sus caras pintadas de negro y asiladas al exterior menos una, en la que se colocaba una cristalera dirigida al sol. En el interior de la caja se registraron temperaturas de 109°C. Su invento fue el precursor de los captadores que actualmente se usan para la producción de agua caliente sanitaria y que hoy usan millones de personas en el mundo. También dio pie a los hornos solares, aunque este uso fue descubierto por el inglés John Herschel en 1830.

En 1792 el químico francés Lavoisier mejoró el horno solar colocando dos potentes lentes que concentraban la radiación solar en un foco. Este dispositivo conseguía temperaturas tan altas que permitía fundir metales.



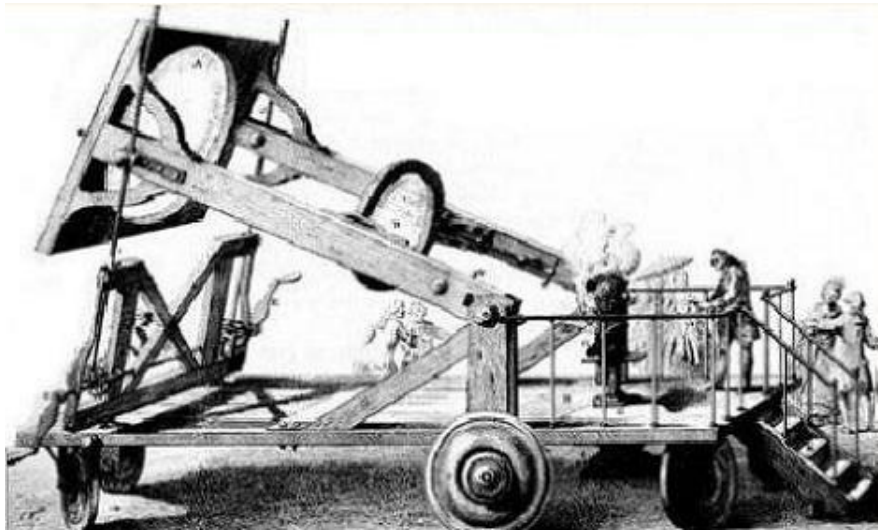


Ilustración 16: Horno solar de Lavoisier [4]

En 1874 el inglés Charles Wilson diseñó una instalación para destilar agua del mar en el desierto de Atacama. La instalación estuvo operativa hasta 1907. Se trata de la primera central de estas características conocida en el mundo.

Poco tiempo después el ingeniero francés Mouchot inventó la máquina de vapor alimentada por energía solar. Anteriormente había estado investigando hornos solares, pero sin duda este fue su gran invento. Mouchot previó que el uso del carbón no podría sostener el vigoroso desarrollo industrial y comprendía que la energía solar era la más barata y abundante.

La máquina de vapor alimentada por energía solar consistía en un receptor parabólico recubierto de espejos que concentraba la radiación solar en un punto. El calor generado activaba un motor de vapor.

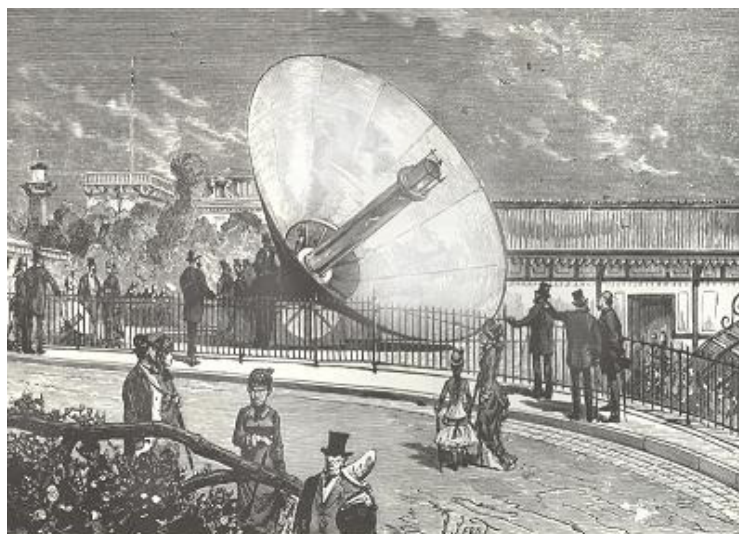


Ilustración 17: Turbina alimentada por energía solar de Mouchot [4]

En 1913, el norteamericano Frank Shuman desarrollo la primera estación termosolar de bombeo en Maadi, Egipto. Este sistema funcionaba con 5 grandes reflectores, cada uno de 62 metros de largo y contenían espejos de vidrio formando así un cilindro con aspecto de parábola. Cada espejo concentraba la radiación en un tubo por el que pasaba agua que se iba calentado generando vapor que alimentaba un motor conectado a una bomba. La central tenía una potencia total de 88KW. Su función era la de proveer la energía necesaria para bombear agua desde el Nilo hasta los campos de algodón adyacentes para su regadío. La central era capaz de bombear 27.000 litros por segundo.

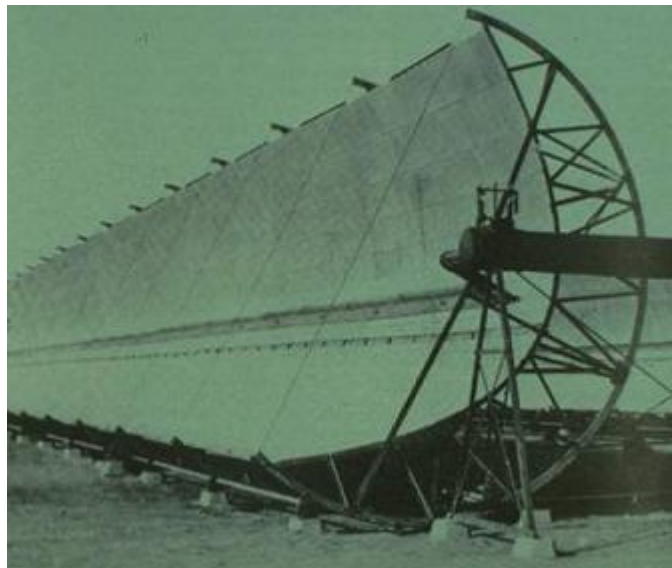


Ilustración 18: Captador cilindro parabólico de Maadi [4]

El éxito de esta central hizo que se le propusiera a Shuman construir un proyecto de una envergadura mucho mayor en el desierto del Sahara que sería capaz de proporcionar 198 MW, lo que equivalía a toda la potencia consumida en el mundo. La planta habría ocupado la extensión de 52.600 Km<sup>2</sup>. Sin embargo la 1ª Guerra Mundial paralizó el proyecto. Shuman murió durante la guerra y nunca se retomó el proyecto.

Sin embargo los inventos solares se frenaron al abarataarse los combustibles fósiles y no fue hasta finales de los años 70, cuando, debido a las subidas y bajadas del petróleo, los países industrializados volvieron a impulsar las energías renovables, entre ellas la térmica solar.

En esta época la Agencia Internacional de la Energía formuló un proyecto conjunto entre nueve países, incluido España, denominado SSPS. Para el desarrollo del proyecto se ofrecieron unos terrenos en el desierto de Tabernas (Almería) para la construcción de dos centrales solar termoeléctrica. Una usaba como concentradores, captadores cilindro parabólico (denominada DCS) y la otra usaba tecnología de torre (CRS).



Además se instaló otra central propia en la misma ubicación, denominada CESA1. Desde entonces se conoce como Plataforma Solar de Almería (PSA), el lugar donde coexisten las tres centrales.



Ilustración 19: Vista de la PSA [5]

Gracias a estos proyectos España se integró en el grupo de países de vanguardia en la tecnología solar de concentración, junto con EE.UU y Alemania.

Muchos de los precursores de esta tecnología siguen activos, lo que supone que España a día de hoy dispone del capital humano con más experiencia acumulada en este sector.

Las tres centrales de la PSA entraron en funcionamiento a partir de 1981. Estas en un principio sirvieron como centrales de mejora de sus componentes. En la CRS se desarrollaron nuevos heliostatos y receptores.

CESA 1 se convirtió en el punto de mira de un proyecto llevado a cabo entre Alemania y España (GAST). El objetivo del proyecto era mejorar los componentes para la creación de una futura central en Don Benito (Badajoz). Con esta nueva oportunidad España siguió al frente de la investigación termosolar. Durante los cuatro primeros años el proyecto fue financiado por la empresa alemana Interatom.

En 1986 la parte alemana de la central CESA 1 pasó a propiedad española mediante un convenio que estuvo en vigor desde 1987.

En 1990 la PSA pasó a formar parte del programa de grandes instalaciones de investigación comunitarias recibiendo financiación por parte de la Unión europea anualmente.

Las centrales de la PSA solo generaron electricidad durante el periodo de evaluación. Posteriormente se han usado en multitud de experiencias para investigar sobre sus componentes. Han llegado a realizar ensayos para probar diferentes

materiales usados en el sector aeroespacial, en protectores de los bordes de ataque de las alas y del morro del transbordador espacial HERMES.

El centro de investigación CIEMAT es el encargado de llevar a cabo dichas investigaciones a día de hoy.

Pero aunque se disponía de tecnología y conocimiento, siempre ha existido cierto rechazo por estas tecnologías, por lo que los gobiernos no apoyaron el impulso de estas centrales reduciendo su uso a la investigación. Si se hubiera apostado por esta tecnología hoy España podría contar con multitud de centrales comerciales operativas.

Sin embargo California se adelantó construyendo en 1984, en el desierto de Mojave, la primera central solar termoeléctrica de uso comercial denominada SEGS-1 (Solar Energy Generating System). Este tipo de plantas funcionan con un sistema de captador cilindro parabólico. Se construyeron nueve plantas. La última se puso en funcionamiento en 1991. En total son 354 MW de potencia.

Desde entonces no se volvió a construir ninguna central solar termoeléctrica comercial en ningún otro lugar.



Ilustración 20: Colectores solares en el desierto de Mojave (Fuente: [http://en.citizendium.org/wiki/Steam\\_generator](http://en.citizendium.org/wiki/Steam_generator))

Gracias a la iniciativa que se mostró con estas primeras centrales comerciales, en 2004 el gobierno español entendió la importancia de promover estos sistemas incluyendo estas tecnologías en el marco tarifario del Régimen Especial. Con este acontecimiento las centrales solares termoeléctricas contarían con ayudas económicas por parte del Estado.

A día de hoy España cuenta con treinta centrales solares termoeléctricas con 1331 MW de potencia en operación y 18 centrales con una potencia total de 872.5 MW en construcción. Además debido a la gran experiencia se han adjudicado diferentes proyectos en EE.UU, el Norte de África y Oriente Medio.

En la siguiente ilustración se puede observar un mapa de las centrales que se encuentran en operación, en construcción o inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución. El mapa está facilitado por la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar). [6]



Ilustración 21: Localización de centrales solares termoeléctricas en España [6]

En el **Anexo I** se muestran las características de cada central.

A mayo de 2012 existen también otras 13 centrales preasignadas. La última será conectada a la red en agosto de 2013.

Gracias a estas 61 centrales se conseguirá evitar 4.282.117 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Es de suma importancia que las centrales térmicas convencionales pasen a ser sustituidas por este tipo de centrales ya que el frenético ritmo de crecimiento industrial hace inviable un sistema de generación tan contaminante como los basados en combustibles fósiles.

En total en Agosto de 2013 contaremos con 2.475,3 KW de potencia. La mayoría de las centrales operarán mediante colectores cilindro-parabólicos al ser estos los más estudiados hasta el momento.

A día de hoy prácticamente el único país con proyectos a gran escala de centrales solares termoelectricas es España. Sin embargo, al ser líder mundial, tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, muchas empresas nacidas en nuestro país, pertenecientes al sector solar termoelectrico, están empezando a participar en ambiciosos proyectos en muchas regiones del mundo (EE.UU, Norte de África, Oriente Medio, China, India, Australia...).

Un estudio llevado a cabo por IDAE, NREL y ESTELA en 2010 y que se presenta en el PER 2011-2012 [1] nos muestra la situación actual y una previsión de futuro de la tecnología termosolar de manera internacional; teniendo en cuenta las centrales operativas, en construcción y en promoción en dicho año:

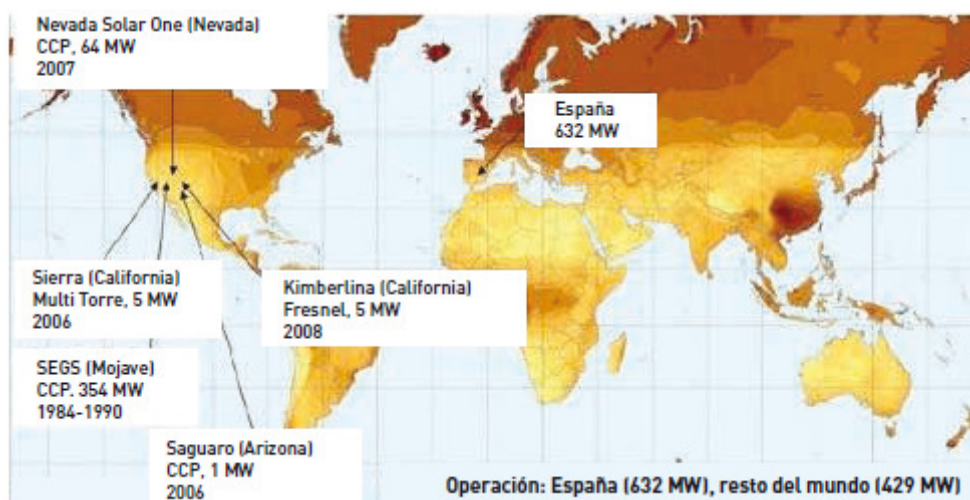


Ilustración 22: Centrales en operación en el mundo en 2010 [1]

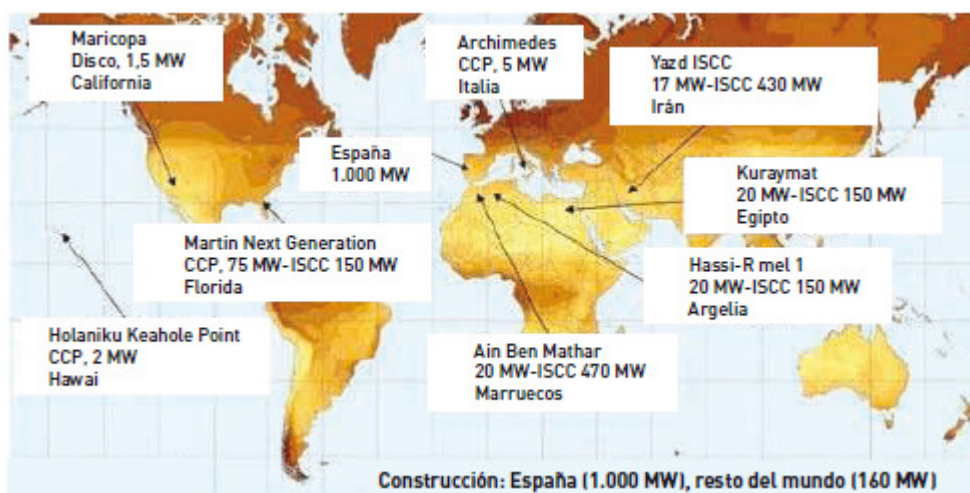


Ilustración 23: Centrales en construcción en el mundo en 2010 [1]



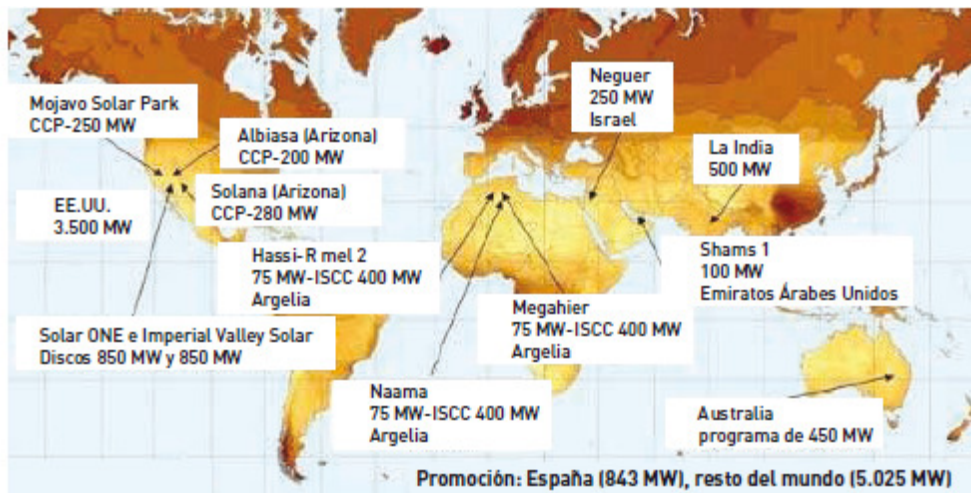


Ilustración 24: Centrales en promoción en el mundo en 2010 [1]

España cuenta con una gran ventaja frente a otros países europeos. Debido a nuestra situación, gozamos de abundante radiación solar, especialmente en la mitad sur, por lo que España puede llegar a convertirse en un gran exportador de energía verde ayudando a otros países europeos al cumplimiento de sus objetivos de reducción de emisiones contaminantes, algo que resultaría enormemente estratégico para los intereses económicos del país.

En la actualidad, la tecnología está en fase de abaratamiento de costes. Existe gran experiencia favorable para este tipo de centrales, pero los ingenieros están investigando para reducir las inversiones al mínimo posible, haciendo este tipo de generación la mejor no solo medioambientalmente, sino también económicamente. Estas reducciones de costes vendrán por diferentes motivos:

- Existirá un avance en la gestión de los procedimientos de arranque, modos de operación y utilización de la potencia de reserva que optimizará la producción. Se precisa de un sistema de control automatizado y que integre cada parte de la central.
- En las centrales que usen canales parabólicos encontraremos los siguientes avances:
  - Se investigarán nuevos materiales que soporten mayores temperaturas, más eficientes y baratos; sobre todo se probarán otros materiales refractarios para los espejos y nuevos recubrimientos para el tubo receptor.
  - Se tenderá a fabricar captadores de mayor tamaño.

- Se aumentará la temperatura máxima del vapor usando nuevos fluidos térmicos (por ejemplo mediante la generación directa de vapor en el campo solar o usando las mismas sales fundidas empleadas en el almacenamiento como fluido de trabajo). Esto supondrá un aumento de la eficiencia y la disminución de los costes de inversión.
  - Estructuras más ligeras y duraderas para la sustentación de los espejos. La principal avería que encontramos en las centrales de este tipo se debe a la rotura de los captadores.
- Las centrales tipo Fresnel usan tecnología incipiente por lo que la mejora es posible en numerosos aspectos. De hecho se estima que los costes deberán ser de entre un 40% y un 50% inferiores respecto a las centrales de canal parabólico para compensar su menor rendimiento en términos de producción. La reducción de costes de este tipo de central en un primer momento vendrá derivada de la curva de la experiencia. Existirá un avance en la gestión de los procedimientos de arranque, modos de operación y utilización de la potencia de reserva que optimizará la producción.
- En las centrales de torre central, al igual que en las de canales parabólicos se está investigando sobre cómo reducir costes en el campo solar. Se pretende diseñar campos de helióstatos más eficaces y baratos, y se evolucionará sobre los tamaños y conceptos. También se probarán distintos fluidos térmicos que permitan mayores temperaturas y mejor eficiencia en la conversión termodinámica posterior.
- Los discos Stirling pueden presentar reducción de costes por producción a escala y mediante la demostración de la fiabilidad a largo plazo.
- Otra línea de investigación que abaratará costes es la de la búsqueda de nuevos dispositivos de almacenamiento. Se usarán materiales más baratos y se incrementará la temperatura y el rendimiento del sistema de almacenamiento. Existen varias líneas de investigación abiertas (almacenamiento térmico en forma de calor latente o en reacciones reversibles (hidruros e hidróxidos); almacenamiento electroquímico en baterías; almacenamiento químico en hidrógeno; almacenamiento mecánico, en energía potencial (bombeos de agua en embalses) o en energía cinética (volantes de inercia); almacenamiento magnético en superconductores; etc.)

- Disminución del consumo de agua. El consumo de agua asociado a la pérdida de agua de refrigeración mediante la torre de refrigeración supone del orden de 3.6 litros por KWh eléctrico. La solución consistiría en circuitos de refrigeración totalmente cerrados utilizando aerotermos.
- Aumentando el tamaño de las plantas. Los componentes se abaratarían debido a las rebajas ofrecidas al comprar elementos en mayor cantidad o sistemas de mayor tamaño. Esto se aprecia notoriamente en el bloque de potencia y en el campo solar. Los costes de inversión por vatio se espera que disminuyan, en plantas con colectores cilindro-parabólico, en un 12% al pasar de 50MW a 100MW, y hasta un 20% al subir a 200MW.
- Desvinculando las centrales de la disponibilidad de los combustibles fósiles. Hibridando mediante biogás, biomasa, etc. que aseguren la gestionabilidad.
- Además otra disminución de coste se dará cuando crezca la competencia entre los proveedores de tecnología y comience la producción en masa de componentes.

En total se estima que el coste de inversión de las centrales que operan con colectores cilindro-parabólicos será reducido entre un 30 y un 40% en la próxima década. Sin embargo estimar la caída de los costes de inversión para torres centrales es más difícil, debido a que esta tecnología es más joven, pero se piensa que esta caída estará entre un 40 y un 70%.

Un estudio encargado por la asociación Europea Estela y llevado a cabo por ATKearney muestra la reducción de costes que tendremos en estas centrales. [7]

La siguiente gráfica muestra la capacidad estimada instalada desde el inicio de las centrales solares de cilindro parabólico hasta el año 2025. Las tarifas que muestra la gráfica son las mínimas necesarias para que los proyectos sigan teniendo rentabilidad. Podemos observar cómo van decreciendo estas tarifas hasta los 10 céntimos de euros donde el precio se mantendría estático debido a que su coste correspondería exclusivamente a la construcción, operación y mantenimiento de la planta.

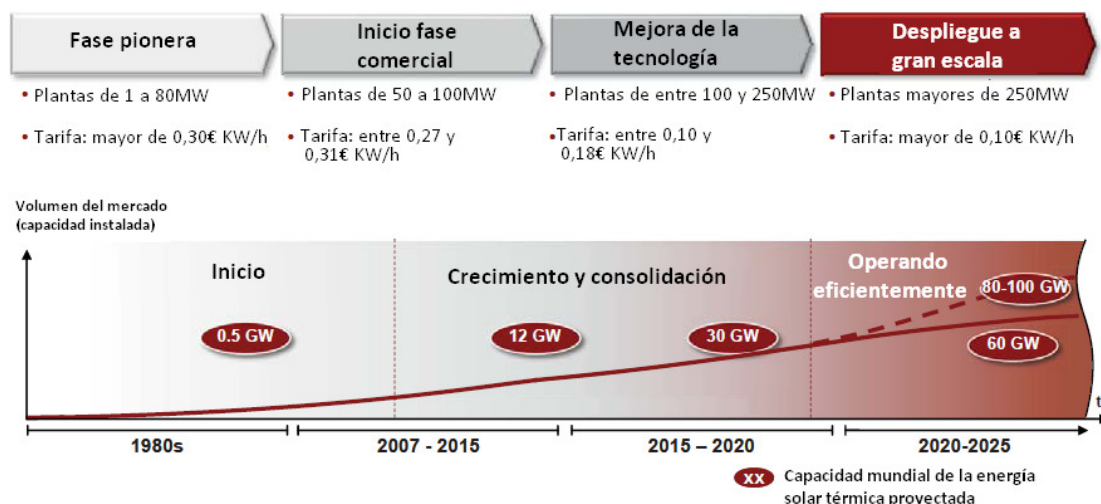


Ilustración 25: Vida de las centrales solares termoeléctricas CCP Estela [7]

El estudio también muestra a qué es debida la reducción de la tarifa mínima necesaria.

En los próximos años la mayor parte de la reducción de los costes se deberá a la economía de escala, es decir, la fabricación de elementos necesarios en estas centrales aumentará disminuyendo el coste de estos. En el año 2015 se estima que la tarifa habrá podido reducirse hasta en un 30%.

A partir de este año otro factor que reducirá los costes de producción de energía con este tipo de centrales, además de la economía de escala, será la implementación de las mejoras tecnológicas, consiguiendo en el año 2020 una reducción del 50% del coste respecto al año actual. El papel de I+D es fundamental para conseguir dichas reducciones.

Mediante la mejora de la eficiencia de los equipos en el año 2025 se estima que la tarifa mínima necesaria será de un 45- 60% de la actual.

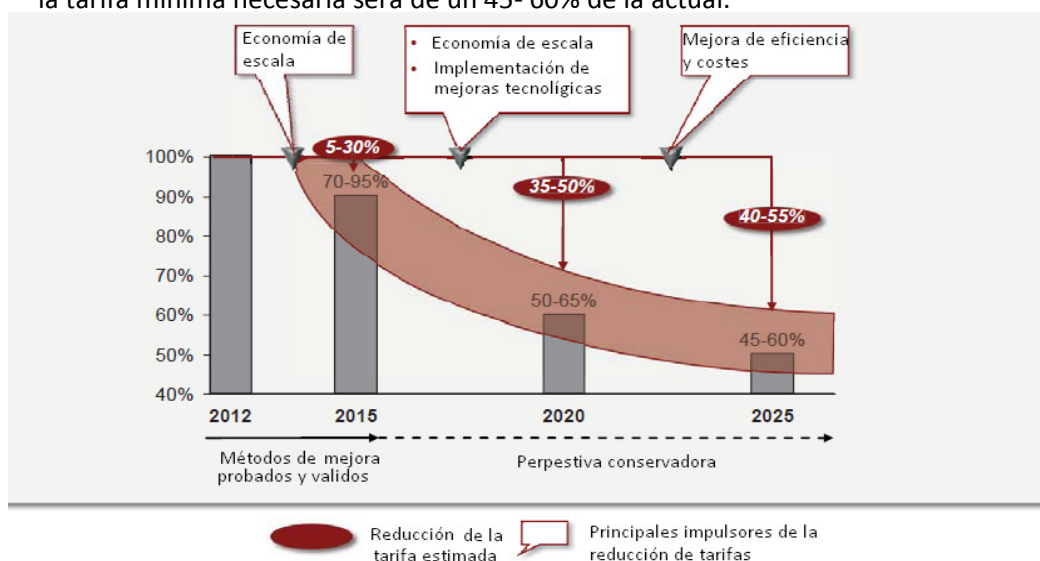


Ilustración 26: Métodos de reducción de costes en centrales solares termoeléctricas [7]



## 1.4. Descripción del proyecto

En este proyecto se va a desarrollar el ciclo de vapor de una central solar termoeléctrica energizada mediante colectores cilindro-parabólicos. La diferencia que encontramos entre este ciclo de potencia y otro cualquiera usado mediante combustibles fósiles es la temperatura a la que se obtiene el vapor.

Los ciclos de vapor convencionales trabajan con temperaturas más elevadas. Sin embargo, el tipo de central que se estudia en este proyecto, el vapor no puede alcanzar una temperatura superior a los 400°C, debido a que el fluido térmico usado empieza a descomponerse a esta temperatura.

Es por esto que el diseño de una central solar termoeléctrica dista mucho respecto a las convencionales. El recalentamiento es obligado, además se deberá de precalentar el agua que pasará por el generador de vapor mediante extracciones de vapor desde las turbinas.

El objetivo de este proyecto es buscar el diseño más eficiente y compararlo con los que se están usando comercialmente en la actualidad. Para ello usaremos el software Cyclepad. Este programa, de gran simplicidad, permite implementar una amplia variedad de ciclos termodinámicos. Sin embargo no podemos olvidar que se trata de una aplicación destinada a estudiantes y se aleja mucho de los programas que se usan para el diseño de proyectos termodinámicos.

Para solventar este problema se va a dividir el ciclo en dos partes, de tal manera que el software permita calcular el número de extracciones idóneas que es lo que determinará el rendimiento de la central.

Se trata de un proyecto teórico, por lo que no se van a analizar ninguna ubicación en concreto. Se tomará que el aceite térmico llega al intercambiador de calor aceite/vapor a la máxima temperatura que se le permite, 393°C, generando vapor a 380°C.

La función de este proyecto es calcular las presiones idóneas para realizar las extracciones, el número de extracciones y los rendimientos que adquiere el ciclo.

El fin de las primas para este tipo de tecnología hace que se tengan que apurar los tiempos de reducción de costes. Con este proyecto se pretende analizar solo un pequeño factor que influye a dichos costes, el rendimiento del ciclo de vapor.

Pero antes de empezar es importante conocer el funcionamiento íntegro de una central de este tipo, por lo que a continuación se describen las instalaciones.

## 2. Descripción de las instalaciones

### 2.1. Campo solar

En el campo solar se calienta el aceite térmico que está circulando transformando la radiación solar directa en calor sensible del fluido. Este calor será necesario para la generación del vapor que será enviado a las turbinas.



Ilustración 27: Campo solar en el desierto de Mojave en California (Fuente: allposters.es)

A través de un conjunto de tuberías aisladas se envía el aceite hasta los tubos absorbentes colocados en la línea focal de la parábola donde los espejos están reflejando la radiación solar.

El campo estará formado por multitud de colectores cilindro parabólicos conectados en serie, formando filas y estas filas de reflectores en paralelo unas con otras. Cada una de las filas conectadas en paralelo se les denomina lazos.

La potencia de la central se verá afectada por el número de colectores conectados en paralelo, ya que este determina el gasto másico total de fluido que está desplazándose por el campo y por tanto el calor que es de transmitir en el generador de vapor. El salto térmico entre las temperaturas de entrada y salida depende del número de espejos conectados en serie. Las geometrías que se usan actualmente para los lazos restringen a un salto térmico de 100°C para el aceite.

Para una central solar termoeléctrica de 50MW y con almacenamiento, se estima que el campo solar abarcará entre 3 y 4 hectáreas.

La problemática de la generación solar mediante este tipo de tecnología consiste en la inestabilidad del aceite cuando alcanza cierta temperatura, 400°C. La temperatura máxima del aceite será de 393°C que se alcanza a la salida del campo solar y que garantiza que el aceite no se descomponga creando residuos que puedan acortar la vida de las tuberías. A la entrada del campo solar el aceite térmico presenta una temperatura de 293°C, debido a que el salto de temperatura máximo puede ser de 100 °C.

A continuación se detallará cada una de los elementos que componen el campo solar.

### 2.1.1. Reflector cilíndrico parabólico

Se encargan de proyectar sobre los tubos absorbentes, situados en la línea focal de la parábola que forman, la radiación solar.

Cada reflector está compuesto por varios espejos unidos, lo que aporta mayor superficie de reflexión. Además para mejorar las propiedades mecánicas del colector y que se puedan soportar cargas de viento elevadas, los espejos de los extremos van reforzados.

Los espejos se forman mediante la unión de un material rígido, que actúe como soporte, y un material reflectante que refleje la mayor parte de la radiación recibida del sol, formando cada espejo

Como material reflectante se suele usar partículas de plata o aluminio. La reflectividad de la plata es un poco mayor que la del aluminio. La experiencia nos inclina la balanza a favor de la plata.

El material rígido puede ser metálico, plástico o vítreo. En el caso de usar como soporte un material metálico este también puede hacer las funciones de reflector debido a sus propiedades; sin embargo estos presentan grandes desgastes al situarse a la intemperie. El metal más usado en estos casos es el aluminio.

Si se pretende usar una capa plástica, a esta irá pegada el material reflectante. Se obtendrá así una fina lámina, con una cara plástica y otra metálica, que podrá ser pegada a cualquier soporte rígido. Sin embargo tampoco resiste bien la erosión y además, el viento puede cargar electrostáticamente el plástico haciendo que partículas de polvo se adhieran a la lámina ensuciando el reflector y disminuyendo su eficiencia.

Es por esto que el material más usado como soporte sea el vidrio. La cara posterior del concentrador se recubre con una película fina de plata, sobre la que se coloca una película de cobre y se protege con una capa de pintura epoxi u otro tipo de laca. Además se fijan unas piezas cerámicas, usadas para unir los reflectores a la estructura soporte, con un adhesivo especial en la parte trasera de los espejos.

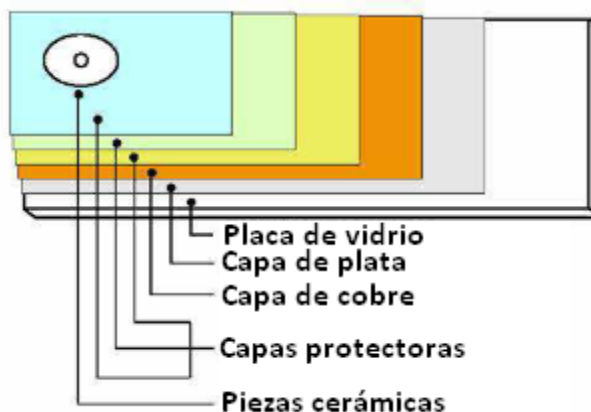


Ilustración 28: Capas del espejo FLABEG [8]

El espesor de los espejos determinan la forma de conformado de éstos. Si el vidrio es grueso (espesor mayor de 3mm), éste es curvado en caliente y a continuación se le adhiere la capa de plata. Si el vidrio es delgado (espesor menor de 1,5mm) el vidrio tiene la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pegarse directamente sobre un soporte metálico que asegura una correcta curvatura del espejo.

Normalmente se usan vidrios gruesos conformados en caliente mediante el método de vidrio flotado. El vidrio fundido se va depositando sobre un baño de metal fundido a alta temperatura, eliminando las irregularidades de la superficie vítrea y haciéndola plana. El vidrio flota sobre el metal que va enfriándose gradualmente y finalmente el vidrio acaba por solidificar. Las planchas se llevan a los moldes parabólicos de gran precisión y se introducen en un horno de gas donde el vidrio adopta la forma parabólica. La forma de los paneles de vidrio es comprobada mediante un dispositivo de radio laser.

El vidrio que se usa tiene un contenido muy bajo en hierro para aumentar la transmisibilidad de la radiación solar que atraviesa el cristal.

El mayor fabricante de reflectores es Flabeg Solar. Tiene mucha experiencia tanto en España como en Estados Unidos, Egipto, Abu Dabi e India. El modelo más usado es el RP3. Este tipo de espejo es grueso (espesor de 4mm), como todos los que fabrican esta casa. Las dimensiones del espejo son  $1700 \times 1641$  mm, para los espejos interiores, y  $1700 \times 1501$  mm para los espejos exteriores reforzados. La reflectividad del espejo es de 94,45%. [8]

### 2.1.2. Tubos absorbentes

Es el encargado de calentar el fluido térmico que lo recorre gracias a la radiación reflejada por los colectores. Se sitúa en la línea focal de colector cilindro parabólico, sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte.

Está compuesto por dos tubos, uno interior de acero recubierto con una superficie selectiva, y un tubo exterior de vidrio. Dichos tubos van soldados en sus extremos a un fuelle metálico creando una cámara hermética y que sirve para compensar las diferentes dilataciones térmicas que sufren los tubos. La soldadura entre el fuelle y los tubos se protege mediante cobertores que la aíslan de la radiación reflejada por los colectores evitando gradientes térmicos bruscos que podían provocar la rotura. Entre ambos tubos se crea el vacío para evitar las pérdidas térmicas por convección y para proteger la superficie selectiva del tubo interior.



Ilustración 29: Tubo absorbedor colocado en la línea focal de la parábola [9]

Para asegurar el vacío en el espacio anular, se adhieren al tubo metálico unas piezas pequeñas, denominadas getters, cuya misión es absorber cualquier molécula que se introduzca en el hueco entre ambos tubos.

El tubo metálico será de acero al carbono y la superficie selectiva es escogida para tener una alta absorptividad que ronda el 95% y una emisividad infrarroja inferior al 12%, proporcionando un elevado rendimiento térmico. Este recubrimiento selectivo es obtenido mediante PVD o sputtering y está conformado por cuatro capas: una capa anti-difusión, una capa de reflexión infrarroja, una capa Cermet, y una capa antireflexiva.

El tubo exterior será un vidrio de boro-silicato al que se le hará un tratamiento anti-reflexivo en ambas caras para aumentar su transmisividad. También se usan dispositivos que permiten detectar la pérdida de vacío en los tubos por un procedimiento sencillo de inducción magnética. Son llamados vacuum detectors y provocan una mancha sobre el tubo de vidrio al aplicárseles el dispositivo de inducción magnética, cuyo color indica la existencia o no del vacío.

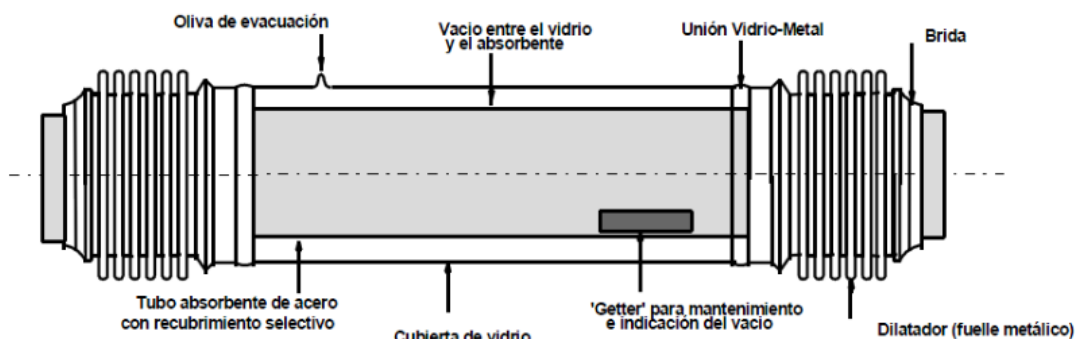


Ilustración 30: Diagrama del tubo absorbente (Fuente: esiold.us.es)

El tubo receptor más usado SCHOTT PTR 70 debido a sus excelentes características. El tubo de cristal deja pasar más del 96% de la radiación solar, posee un grado de absorción del 95% aproximadamente y emite como máximo el 10% de radiación térmica a una temperatura de 400°C aproximadamente.



Ilustración 31: Tubo receptor SCHOTT PTR 70 [9]

En este tubo se presenta la novedad de que la unión vidrio-metal y el fuelle para la compensación de las distintas dilataciones lineales del vidrio y el metal están superpuestos, mientras antes estaban dispuestos uno a continuación del otro. Por esto se consigue aprovechar el 96% de la longitud del tubo receptor, 2% más que en los productos actuales de la competencia. Este tubo tiene un rendimiento 2% superior que al de la competencia según el DLR (Centro Aeroespacial Alemán).

### 2.1.3. Estructura del colector

La estructura del colector suele ser de acero pregalvanizado y de tipo modular. La misión de la estructura es dar rigidez al conjunto de los elementos que lo componen, a la vez que hacer de interfase con la cimentación del propio colector. Aunque normalmente se usan materiales metálicos se está investigando usar fibra de vidrio o materiales plásticos para conformar la estructura del colector.

Para construir la estructura de la parábola se utilizan dos técnicas preferentemente, la espacial y la de tubo central.

A día de hoy no se conoce cual de los dos diseños presentará un beneficio económico mayor, ya que a pesar de que la técnica espacial presenta ventajas iniciales, por cuestiones de rendimiento y mantenimiento la técnica de tubo central puede neutralizar su primera desventaja.

Es por esto que se sigue investigando activamente sobre el diseño de la estructura soporte creando el proyecto Eurotrough que pertenece a un gran grupo de

empresas y laboratorios de investigación europeos ( Inabensa, Fitchner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat, DLR, Solel, CRES).

El colector Eurotrough utiliza la filosofía de tubo central, pero es una estructura cuadrada longitudinal (armazón soporte), en lugar de un tubo helicoidal, el que es sometido a los principales esfuerzos.

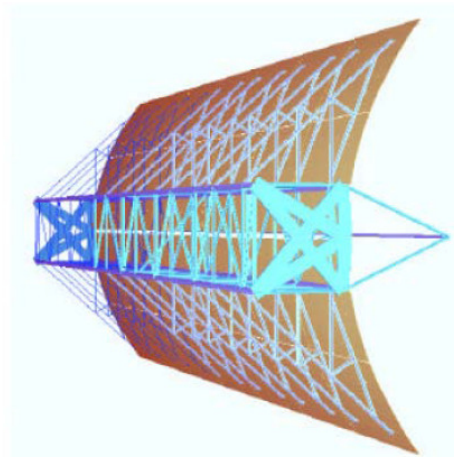


Ilustración 32: Estructura del colector EURO TROUGH (Fuente: solarmillennium.de)

Se trata de un armazón rectangular y con un costillar donde van sujetos los espejos. Esta estructura recibe la mayor parte de los esfuerzos relajando los reflectores y por consiguiente las roturas de los cristales ante la presencia de grandes vientos. Por descontado, las deformaciones en los colectores son menores y por tanto no se verá disminuido el rendimiento óptico de éstos.

Sin embargo el precio de este colector es bastante superior respecto a los de la siguiente generación, los SKAL-ET, desarrollados por un grupo alemán formado por Flagsol, Solar Millenium y SBP.

Se consiguió reducir en  $200\text{€}/\text{m}^2$  el precio tomando las siguientes medidas:

- Reducción del peso específico del colector
- Reducción del número de componentes, lo que ayuda a la producción a gran escala.
- Reducción de requisitos de operación y mantenimiento
- Aumento de la rigidez, y por tanto el rendimiento óptico, pudiendo operar en condiciones extremas de viento.
- Diseño de un proceso de construcción in situ disminuyendo así los costes de construcción.





Ilustración 33: Estructura del colector EUROTROUGH SKAL-ET (Fuente: solarmillennium.de)

Para un mayor aprovechamiento de la energía solar los colectores deben rotar a lo largo del día. El eje rotacional de la estructura estará situado en el centro de gravedad. La precisión para mover los espejos se lleva a cabo mediante seis taladros en cada uno de ellos; dos sirven para determinar la posición y alineamientos posteriores, y los otros cuatro para sujeción de los espejos que definen la posición de la parábola.

Las estructuras metálicas se ensamblan con sumo cuidado para obtener una alta calidad y asegurar una adecuada alineación del conjunto evitando deformaciones en los espejos disminuyendo así el rendimiento de éstos. El ensamblaje se realizará en la propia central a donde se trasladará cada una de las piezas facilitando las labores de transporte.

Muy importante es la cimentación, encargada de fijar la estructura al suelo y de soportar el total de las cargas. La cimentación suele ser de hormigón armado estándar. Se suele aceptar introducir 6 pilotes cilíndricos de hormigón armado de un volumen de  $2,27 \text{ m}^3$ , como soporte central y 48 pilotes cilíndricos de hormigón armado de  $1,14 \text{ m}^3$  para soportes intermedios.



### 2.1.4. Sistema de seguimiento, control y adquisición de datos

Para obtener la máxima captación de radiación solar directa se debe de tratar que el plano de la parábola que forman los reflectores esté posicionado perpendicularmente a la dirección de la radiación. Por tanto se incorpora a la estructura un sistema de seguimiento para mover rotacionalmente los espejos sobre el eje longitudinal de los colectores acorde con el movimiento solar. Normalmente los colectores cilindro parabólicos tienen seguimiento en un único eje ya que tienen menor coste, son más rentables y mecánicamente más sencillos y robustos, soportando cargas de vientos mayores.

La mayoría de los colectores cilindro parabólicos se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Norte-Sur.

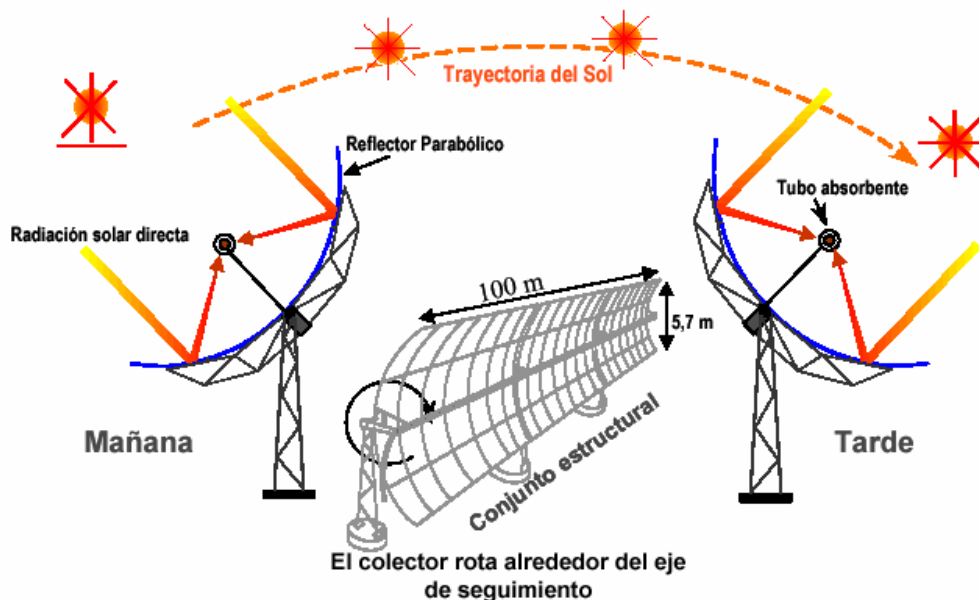


Ilustración 34: Sistema de seguimiento solar (Fuente: esiold.us.es)

Para ello se equipará con un sistema de seguimiento a cada colector, consiguiendo un óptimo posicionamiento de los espejos, reflejando los rayos solares y concentrándolos sobre el tubo absorbente. El sistema de seguimiento se acciona mediante un sistema hidráulico, en los que una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos, que son los que giran la estructura del colector a lo largo del eje de seguimiento. Un solo mecanismo debe ser capaz de mover varios módulos simultáneamente conectados en serie. Así el motor hidráulico debe ser capaz de mover hasta doce unidades a la vez. La unidad hidráulica está localizada dentro del apoyo central del colector.

Cada sistema de seguimiento está vigilado por un controlador local, que incluye dos placas de circuitos impresos usadas, respectivamente, para el control primario y comunicaciones, y para el control del motor que acciona la bomba del sistema hidráulico. Los controladores locales (LOC) ejecutan sus tareas en conjunción con reloj y sensor solar para el colector, el indicador de posición (codificador angular) y la unidad hidráulica de accionamiento. Los LOC también vigilan la temperatura máxima del fluido caloportador que circula por los tubos absorbentes, a través de un sensor de temperatura y activa una serie de alarmas en condiciones de funcionamiento, diagnósticos de mantenimiento y comunicación con el control central del sistema.

Cada LOC posee un indicador de posición que nos dice la posición del colector correspondiente con respecto a su eje. Este indicador consiste en un codificador angular que se monta en el eje de giro del colector, dando una resolución global de  $0,1^\circ$  sobre el rango completo de  $210^\circ$ .

En cuanto a los sensores solares, existen dos métodos:

- Los sensores de banda de sombra están formados por dos fotocélulas montadas sobre una superficie plana. Las dos están separadas por una fina pared intermedia (banda de sombra). El sensor se monta en los colectores de tal manera que el sol se encuentre en un plano normal a dicha superficie cuando el colector está bien enfocado, y la banda de sombra queda paralela al eje de giro del colector.
- Los sensores de línea de flujo se montan sobre el propio tubo absorbente. Consta de dos fotocélulas situadas en ambas partes de tubo, para detectar el flujo concentrado en el absorbente. El colector está correctamente orientado cuando ambos sensores están iluminados por igual y suministran una señal eléctrica idéntica.

La estructura de los colectores se diseña para operar con vientos de 14 m/s, e incluso hasta 20m/s pero con menos exactitud en la precisión óptica del conjunto. Pero por razones de seguridad el colector se sitúa en stow (a  $-30^\circ$ ) cuando la velocidad alcanza las 16 m/s. También por la noche o cuando el campo solar no está en funcionamiento los colectores están en posición de stow y al disminuir la superficie efectiva expuesta al viento se aumenta la protección.

Otra manera de mermar los efectos del viento es construir un muro alrededor del campo solar de unos 5 metros de alto aproximadamente y que lograrán que la vida de los espejos sea mayor.

## 2.2. Circuito del fluido térmico

El circuito del fluido térmico está compuesto por una serie de tuberías, bombas y tanques que se encargan de transportar dicho fluido desde el campo solar al generador de vapor del ciclo de potencia.

Su misión es usar el calor recibido en los tubos absorbentes para generar vapor y mediante un ciclo de potencia producir electricidad. En este caso se consigue mediante un intercambiador de calor aceite/agua.

El fluido térmico suele ser aceite, pero se están probando modelos en los que directamente circule agua por el campo solar. El principal inconveniente de este modelo es que las presiones necesarias para el circuito son mucho mayores ya que se deberá mantener el agua a una presión mayor a la de saturación de la temperatura máxima que se alcance, complicando la instalación y las medidas de seguridad.

También se están investigando centrales termosolares en las que el fluido de trabajo sea el mismo que el de almacenamiento térmico, sales fundidas.

En esta central se usará aceite como fluido de trabajo como en la mayoría de centrales termosolares de captadores cilindro parabólicos. En concreto se usará el aceite Therminol VP1. Este aceite es de tipo sintético y está formado por una mezcla eutéctica de 73,5% de Óxido de Difenilo y 26,5% de Difenilo. Es estable a altas temperaturas; a la salida del campo solar puede alcanzar 400°C sin ver alterada su composición. Sin embargo, a partir de esta temperatura no debemos operar ya que se podría degradar. Cuando el aceite se somete a temperaturas superiores a los 400°C, puede producirse un craqueo del mismo, formándose productos volátiles que se deben eliminar del circuito, a través del tanque de expansión, ya que son altamente inflamables y podrían ocasionar una explosión. La peligrosidad de estos residuos hace que exista legislación específica al respecto. Por seguridad el punto óptimo de salida del aceite es de 393°C.

El punto de congelación, 12°C, también podría suponer un problema, ya que en épocas de no insolación, o cuando el campo no está operativo, el aceite podría solidificar obstruyendo el circuito. Sin embargo, la energía necesaria para mantener el aceite a una temperatura superior a la de congelación es mínima y con la caldera auxiliar instalada en la planta se garantiza que nunca baje de los 38°C.

A pesar de que el aceite siempre se mantenga en un rango de temperaturas entre 38 y 400°C, el uso del mismo puede ir degradándolo, lo que supondrá un impacto económico que hay que prever. Esta descomposición se puede deber a los siguientes factores:

- Residuos en el interior del tubo absorbedor. Para paliar este efecto se procede con un barrido usando el aceite térmico a una mayor velocidad, consiguiendo un flujo turbulento, que hará que dichas partículas se desprendan de los tubos. El aceite pasará por unos filtros con diferente tamaño de paso, que irán atrapando los residuos. Para ello se necesitará sustituir la bomba rutinaria por otra que pueda bombear un caudal mayor.
- Contaminación con agua. En el intercambiador de calor aceite/agua, sobre todo en el recalentador, ya que es el intercambiador que más diferencias de temperatura presenta entre aceite y agua, pueden romperse las soldaduras entre la placa tubular y los tubos.
- Contaminación por oxígeno ambiental. Se puede dar al producirse una fuga. El tanque de expansión se encargará de eliminar dicho oxígeno evitando la descomposición si la exposición no ha sido prolongada.

Como la misión del circuito es el transporte de calor, éste estará perfectamente aislado térmicamente para disminuir las pérdidas en la mayor medida posible.

Los elementos principales del circuito del fluido térmico se detallan a continuación.

### **2.2.1. Tuberías**

Las tuberías que componen el circuito suelen ser de acero al carbono, recubiertas de aislante y con una superficie final de chapa galvanizada.

Hay que tener en cuenta que estarán sometidas a fuertes variaciones de temperatura, lo que provocará dilataciones y tensiones térmicas, por lo que se les colocan liras que absorban dichas dilataciones, más o menos unas cada 70 metros. En otros puntos se les colocarán también juntas de dilatación.

Las uniones no se hacen mediante bridas, sino con soldaduras, para evitar fugas. Esto puede suponer mayores gastos de mantenimiento.

### 2.2.2. Tanque de expansión

El tanque de expansión se trata de un tanque a presión que se coloca en el punto más elevado de la instalación. Cumple varias funciones, algunas ya nombradas anteriormente, pero que se repasarán en este apartado:

- Debido a que el aceite presenta grandes variaciones del volumen específico entre la temperatura máxima y la mínima a la que trabaja, el tanque deberá absorber dichas variaciones.
- Se encarga de mantener el sistema a presurizado, introduciendo nitrógeno a una determinada presión.
- Proporciona un medio para eliminar los productos volátiles que se han producido si se han superado los 400°C.
- Elimina el oxígeno que ha podido introducirse en el circuito evitando la degradación del aceite.
- Mantiene la cabeza de succión estática en la bomba.

El tanque está lleno a  $\frac{1}{4}$  del total cuando el aceite se encuentre a temperatura ambiente, y lleno a  $\frac{3}{4}$  del total cuando el aceite alcanza su temperatura de trabajo.

El tanque de expansión se une al circuito cerrado de aceite a través de la línea de expansión que parte de la tubería de succión del grupo de bombeo.

### 2.2.3. Tanques de rebose

Se encargan de recoger el fluido térmico que rebosa del tanque de expansión y de recoger el aceite limpio procedente del sistema de regeneración de aceite térmico.

Junto con el tanque de almacenamiento de aceite forman parte del sistema colector principal. El sistema colector principal es un conjunto de depósitos que deben de ser capaces de almacenar y contener la totalidad del aceite existente en la instalación. El sistema colector se encarga de facilitar las operaciones de llenado y drenaje del circuito del aceite. Los tanques que lo forman se sitúan a nivel del suelo.

#### **2.2.4. Sistema de regeneración**

El sistema de regeneración es el encargado de purificar el aceite, separándolo de los productos originados al descomponerse, ya sea por contacto con oxígeno o por haber alcanzado temperaturas superiores a las de seguridad. Como ya se ha comentado, la presencia de estos residuos puede obstruir el circuito, incluso dañar las bombas y válvulas.

Para la limpieza del aceite se procede extrayendo un 2% del caudal total del aceite, calentándolo hasta la evaporación, y separando de los compuestos con punto de ebullición más alto. Tras esto se enfría para que vuelva a estado líquido, consiguiendo con ello separarlo de los productos con temperaturas más bajas de licuefacción.

#### **2.2.5. Tanque de almacenamiento auxiliar**

El tanque de almacenamiento auxiliar, además de ser capaz de contener la totalidad del aceite junto con el tanque de rebose, será utilizado durante el proceso de llenado de la instalación, almacenándolo de forma temporal hasta que sea introducido en el sistema. Estará fabricado en acero.

#### **2.2.6. Sistema de nitrógeno**

Para evitar la degradación del aceite, por contacto con oxígeno, en los tanques, estos se presurizan con nitrógeno con una presión superior a los 11 bares de presión relativa.

Los tanques inertizados con nitrógeno son:

- El tanque de expansión
- El tanque de rebose
- La mayoría de los tanques que componen el sistema de regeneración
- El tanque de almacenamiento auxiliar

#### **2.2.7. Sistema de bombeo**

Está compuesto por una serie de bombas que se encargan de circular el aceite desde el generador de vapor hasta el campo solar. En las plantas de 50MW se suele colocar 6 bombas de 1MW de potencia, 5 de ellas trabajando en paralelo y 1 de repuesto. La presión suele ser de 30 bares.



Las bombas utilizadas suelen ser de tipo Sulzer de impulsor en voladizo, con doble cierre en un solo lado y con aspiración horizontal y descarga vertical. También puede ser usada otras de mayor potencia, 1 o 2 en serie de 2MW por bomba a una presión de 15-30 bares. Estas bombas serán de tipo serie de 2MW por bomba con una presión de entre 15-30 bar., siendo estas bombas del tipo Novo Pignone, con impulsor con doble apoyo, doble cierre en ambos lados del impulsor y aspiración vertical, con descarga vertical.

Cuando el aceite térmico vuelve a ser impulsado hacia el campo solar suele tener una temperatura de 293°C. El caudal suele rondar los 6.8 kg/s.

## 2.3. Ciclo de potencia

Como ya se ha nombrado, para la generación de electricidad se va a hacer pasar el vapor de agua, generado con el intercambiador aceite/agua, por una serie de turbinas, produciendo, mediante un alternador, electricidad. Este ciclo es denominado ciclo Rankine.

El objetivo de este proyecto es determinar la estructura de este ciclo, para que tenga el mejor rendimiento posible, y nos aporte una potencia eléctrica de 50MWe.

La potencia del ciclo está muy condicionada por la temperatura máxima que es capaz de alcanzar el vapor de agua. Como se ha visto el aceite no podrá superar los 400°C; por lo tanto podemos aproximar que la temperatura máxima que el vapor alcanza es de 380°C.

Debido a la baja temperatura del vapor se deberá realizar un recalentamiento, que nos permita, una vez que hemos expandido el vapor y este esté en fase saturada, devolverle su fase gaseosa para seguir expandiéndolo.

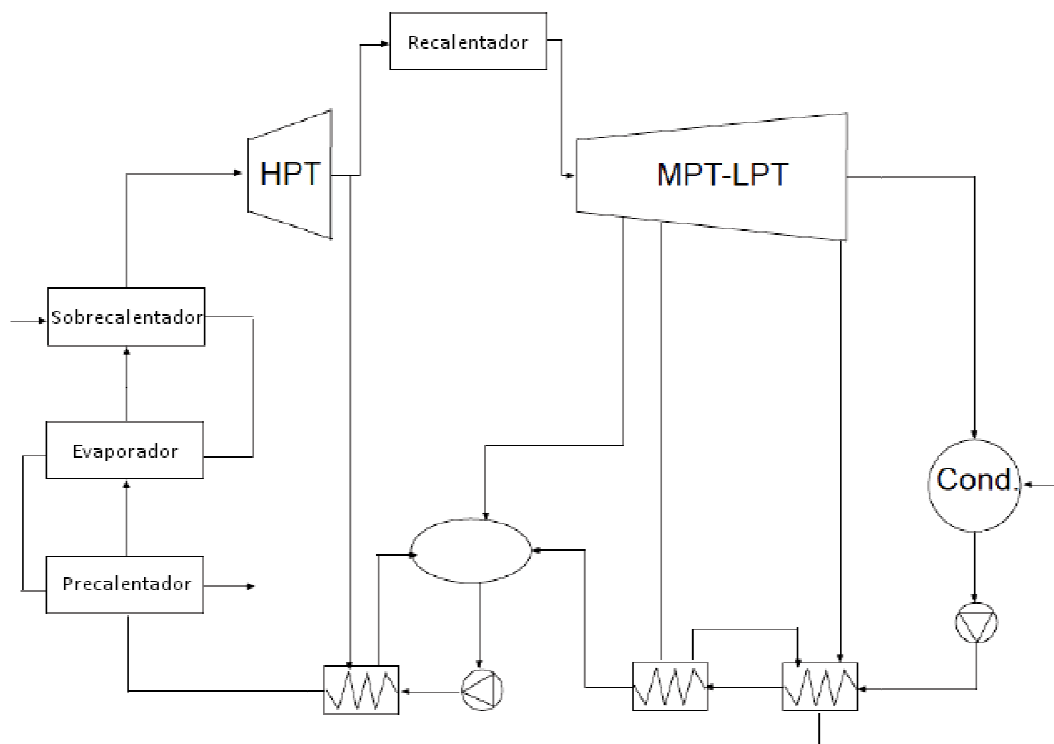
También se realizará una serie de extracciones de turbina para aumentar el rendimiento de la planta; ya que el grado de recalentamiento del agua influirá en la cantidad de calor necesaria en el generador de vapor.

El ciclo de potencia se sucede de la siguiente manera. Un caudal de agua es bombeado hacia el generador de vapor donde pasa a estado gaseoso gracias a un intercambiador aceite/agua. Atraviesa una serie de turbinas de alta presión donde va expandiéndose y con ello generando energía. Cuando el agua entra en fase saturada (mezcla de líquido y gas) vuelve a calentarse mediante otro intercambiador aceite/agua, volviendo a formar vapor. El vapor podrá volver a pasar por otras turbinas, estas de baja presión, para seguir generando energía.

Parte del caudal ha sido extraído en mitad del cuerpo de turbinas y el que no, se pasa por un condensador para devolverle el estado líquido y que pueda ser bombeado nuevamente. Este líquido se precalienta mediante diferentes intercambiadores de calor con el fluido que había sido extraído. El total del caudal vuelve al generador de vapor.

Como ya se ha comentado la estructura del ciclo está por determinar; pero aquí se presenta un ejemplo de ciclo Rankine con recalentamiento y varias extracciones de turbina.





A continuación se explicará cada uno de los elementos que compone el ciclo de potencia.

### 2.3.1. Generador de vapor

El generador de vapor está compuesto por una serie de intercambiadores de calor aceite/agua en los que el aceite proveniente del campo solar cede su calor al agua. El intercambio se realizará a contracorriente, entre el agua y el aceite.

Encontramos dos generadores de vapor diferenciados: la generación principal y la de recalentamiento.

En la generación de vapor principal el total del caudal del agua viene precalentado debido a los vapores extraídos de las turbinas. Una vez llega al generador de vapor se enfrenta a tres partes. En primer lugar atraviesa el precalentador o economizador, donde alcanza la temperatura próxima a la evaporación. Posteriormente pasa por el evaporador, donde pasa a estado gaseoso y finalmente, en el sobrecalentador alcanza la temperatura deseada.

Al recalentador sin embargo no llega todo el caudal del agua, ya que parte puede haber sido extraída del cuerpo de turbinas para el precalentamiento del agua. El flujo que llega es mezcla de líquido y vapor. Solo la parte de la mezcla en estado gaseoso que atraviesa las turbinas es capaz de generar potencia, por lo que se debe asegurar que la mayor parte de la mezcla sea vapor.

Para que ambas generaciones de vapor operen correctamente el flujo de aceite debe de dirigirse paralelamente hacia la generación principal y la de recalentamiento. Los flujos de salida del economizador y del recalentador se unen para derivarse juntas hacia el tanque de expansión del aceite.

Ambos intercambiadores aceite/agua serán recorridos en contradi dirección para conseguir aumentar al máximo la temperatura del vapor.

Los tres cuerpos de los que consta el generador de vapor principal, y en sentido del recorrido del agua, son:

- Precalentador o economizador

Intercambiador de calor en donde se aproxima la temperatura del agua a la de evaporación.

Hay que recordar que el agua ya viene precalentada por las regeneraciones que se han ido haciendo en el cuerpo de turbinas. En este procedimiento lo que se pretende es seguir precalentando el agua hasta su saturación, aumentando así el rendimiento térmico de la central y eliminando las contracciones térmicas que se pueden producir en el evaporador si el agua no llegara a este a la temperatura adecuada.

Está compuesto por varios intercambiadores de tubo carcasa, al igual que el sobrecalentador. La estructura de estos tipos de intercambiadores es la siguiente.

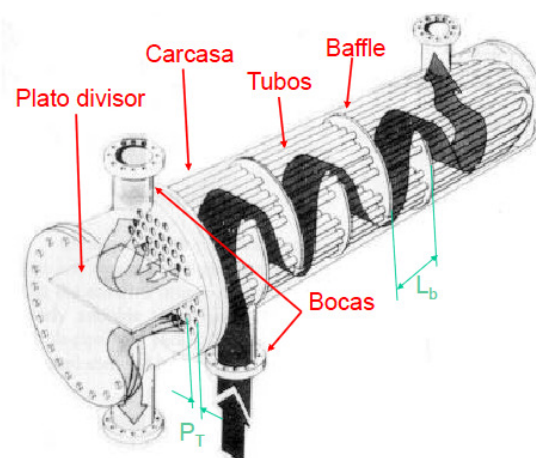
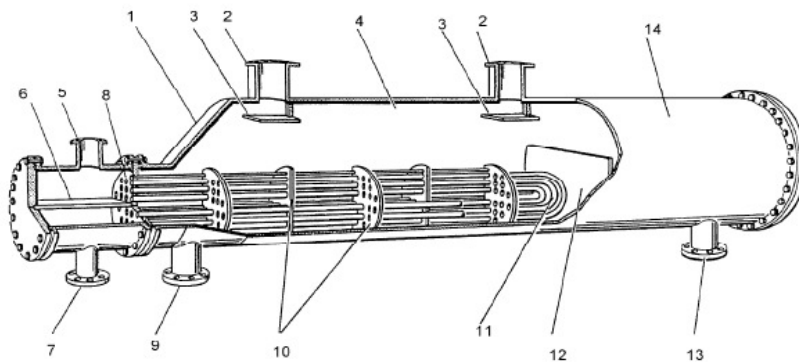


Ilustración 36: Intercambiador tipo tubo-carcasa [16]

Por el interior de los tubos circula el aceite, mientras que por la carcasa el agua precalentada (o el vapor de agua en el caso del sobrecalentador). Este intercambiador es el más adecuado ya que obliga al agua a atravesar en flujo cruzado con el aceite, lo que aumenta el coeficiente de transferencia térmica.

- Evaporador

En el evaporador se produce el cambio de fase. Normalmente se usa un intercambiador tipo kettle, como el que se muestra en la siguiente ilustración.



- |   |  |
|---|--|
| 1 Carcasa                                 | 8 Haz de tubos                           |
| 2 Conducción de salida de carcasa (vapor) | 9 Conducción interna de la carcasa       |
| 3 Chapas antiarrastre                     | 10 Platos de soporte de tubos            |
| 4 Espacio de separación de vapores        | 11 Tubos en u de retorno                 |
| 5 Conducción de entrada a la cabeza       | 12 Tabique transversal                   |
| 6 Partición de la cabeza                  | 13 Conducción externa de la carcasa      |
| 7 Conducción de salida de la cabeza       | 14 Sección de almacenamiento del líquido |

Ilustración 37: Evaporador tipo Kettle ([http://www.mavainsa.com/documentos/2\\_transferencia\\_calor.pdf](http://www.mavainsa.com/documentos/2_transferencia_calor.pdf))

El agua, a temperatura próxima a la saturación, entra a la carcasa por el punto 9 y va cambiando de estado gracias al calor cedido por el aceite que recorre los tubos. Este aceite proviene del sobrecalentador y entra en el intercambiador por el punto 5.

El agua líquida es contenida por un tabique transversal (punto 12).

El vapor de agua asciende y sale del intercambiador por los puntos 2. Parte de este vapor puede condensar, por lo que se retirará por el punto 13, para ser devuelto al precalentador.

El aceite que recorre los tubos sale del intercambiador por el punto 7 y se dirige al precalentador.

- Sobrecalentador

En este intercambiador de calor es donde el vapor se calienta hasta la temperatura demandada por el ciclo de potencia, y que será siempre superior a la de saturación.

Los intercambiadores empleados son similares a los del precalentador.

### **2.3.2. Cuerpo de turbinas**

Las turbinas empleadas en centrales termosolares son muy similares a las de cualquier otro ciclo de vapor.

Es quizás la parte más importante del ciclo de potencia, ya que es aquí donde la energía térmica pasa a energía mecánica; la cual, gracias al alternador, genera electricidad.

Las turbinas, como máquinas, están ampliamente desarrolladas, es por tanto que podemos hablar de tecnología madura y experimentada. Esto las ha dotado de una gran robustez adquirida con el paso del tiempo y que las confiere de una vida útil larga.

Las partes principales de una turbina son:

- Rotor: es la parte móvil de la turbina.
- Estator: concéntrica al rotor es fija y sirve de almacén y sustentación de la turbina.
- Álabes: paletas donde tiene lugar la expansión del vapor. Van unidos al rotor o al estator. Los álabes de estator son fijos y sirven para dirigir el vapor y que así este empuje a los álabes del rotor, produciendo el movimiento de éste.
- Cojinetes: soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
- Sistemas de estanqueidad: evitan que el vapor de la turbina escape.
- Diafragmas: son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.

Las turbinas funciona de la siguiente manera: el vapor muy caliente y a alta presión pasa por la turbina haciendo girar los álabes unidos a un eje rotor. A la salida de la turbina encontramos el vapor a menor temperatura (puede que incluso parte haya condensado) y con una presión mucho menor. La energía que ha perdido el fluido se ha empleado en mover los álabes nombrados.

Las turbina empleadas en este tipo de ciclos y que mejores prestaciones presentan son las fabricadas por Siemens. En concreto el modelo SST-700. [10]

Esta turbina es de eje horizontal y flujo de vapor axial. En una turbina multietapa que se usan cuando la demanda de potencia es muy elevada, y además interesa que el rendimiento sea muy alto.

Presenta dos carcasas correspondientes a dos cuerpos: el cuerpo de alta presión, que recibe vapor sobrecalentado del generador de vapor principal; y el cuerpo de baja presión, que recibe vapor del recalentador.

Este modelo se suele usar tanto en ciclos combinados como en centrales termo-solares. Los datos técnicos de la SST-700 que nos ofrece Siemens son:

- Potencia entregada de hasta 175 MW
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bares.
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585°C.
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415°C.
- Velocidad de giro de 3000-13200 rpm.
- Extracción controlada de hasta 40 bares y hasta 415°C.
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bares.
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación de hasta 0.6 bar.
- Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bares.
- Área de escape 1.7-11 m<sup>2</sup>.

### 2.3.3. Condensador

A la salida de las turbinas podemos encontrar una mezcla de líquido y vapor de agua. Antes de que el fluido vuelva a pasar por las bombas que lo impulsan por todo el circuito se deberá de condensar el vapor.

Para la condensación del vapor se utiliza un intercambiador agua/agua de tubos y carcasa. Por el exterior de los tubos circula el agua del circuito Rankine, mientras que por el interior el agua de refrigeración. Es, lo que se denomina, un condensador. En la siguiente ilustración se puede observar un esquema del intercambiador de calor.

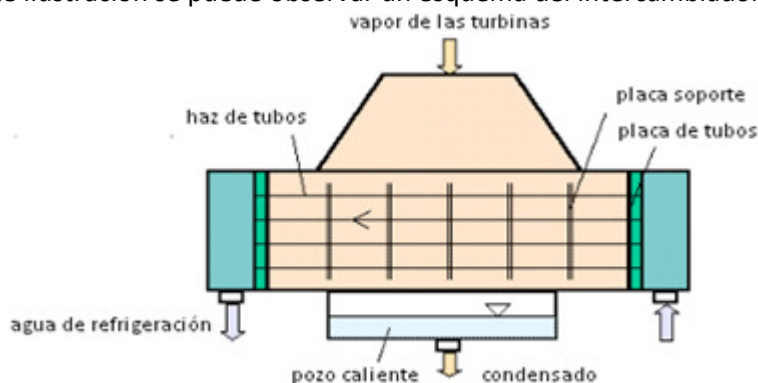


Ilustración 38: Esquema de un condensador [15]

El agua de refrigeración proviene de la piscina de la torre de refrigeración. En este caso se trata de una torre de refrigeración húmeda. Más adelante se explicará su funcionamiento.

La presión del agua perteneciente al ciclo Rankine que recorre el condensador será muy baja, de manera que la potencia obtenida en las turbinas sea máxima. Esto trae consigo varias consecuencias:

- La baja presión del agua proveniente de las turbinas hace este punto el más desfavorable si hablamos de contaminación del agua con aire exterior. Para evitar este fenómeno el condensador estará protegido contra las sobrepresiones con sus correspondientes válvulas.
- La temperatura del agua que se emplea como agua de refrigeración ha de ser lo más baja posible.
- Se requiere una gran superficie de intercambio para que la transferencia de calor sea lo mejor posible.

El agua una vez condensada se almacenará en un pozo de condensado donde las bombas lo aspirarán e impulsarán por el circuito. Este punto será el óptimo para introducir el agua de reposición.

Además en el condensador se deberán eliminar gases incondensables, como puede ser el oxígeno. Estos gases suponen el 1% del fluido que llega al condensador y se eliminan mediante bombas de vacío eléctricas.

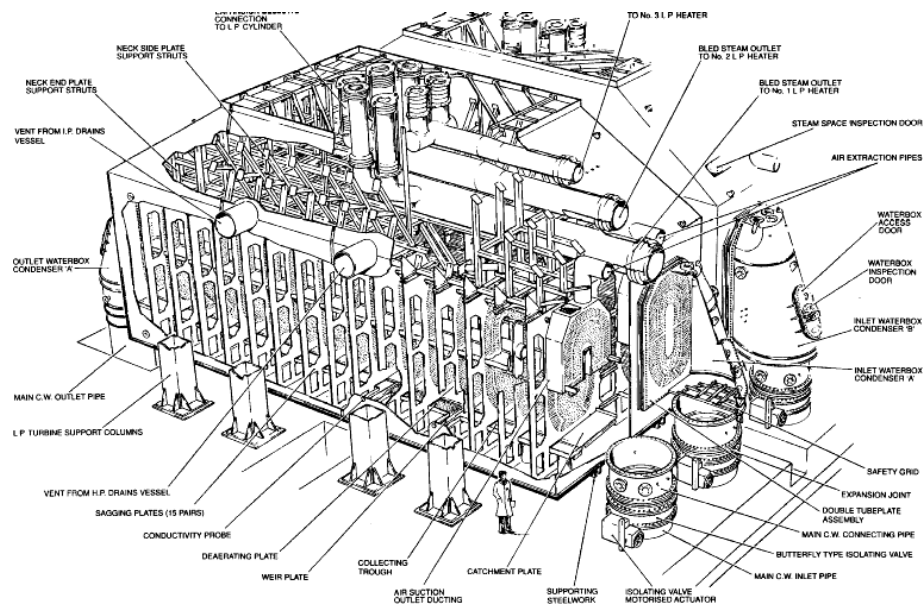


Ilustración 39: Estructura del condensador [18]

### **2.3.4. Bombas del ciclo**

La misión de las bombas es propulsar el agua condensada a través de todo el circuito. Se colocan a la salida del condensador y a la salida del desgasificador.

Las bombas a la salida del condensador elevarán la presión del fluido hasta la presión en la que se encuentra el desgasificador.

Una vez el fluido sale del desgasificador vuelve a pasar por unas bombas que aumentarán su presión hasta la máxima del circuito.

Estos dos juegos de bombas están compuestos por tres bombas (del 50% de capacidad) situadas en paralelo, tanto a la salida del condensador como del desgasificador.

Durante la operación normal únicamente operarán dos de las bombas de condensado instaladas, permaneciendo la otra en reserva.

### **2.3.5. Precalentadores**

Los precalentadores y desgasificadores son dos tipos de sistemas que nos ayudan a aumentar la temperatura del agua antes de llegar al generador de vapor, aunque los desgasificadores a parte de esta misión tienen otras varias.

Los precalentadores son intercambiadores de tubo y carcasa, en forma de U donde se calienta el agua, una vez condensada. Este precalentamiento se realiza con vapor extraído de la turbina.

A diferencia de los desgasificadores, en los precalentadores las corrientes que entran no se mezclan. El agua proveniente del condensador circula por el interior de los tubos, mientras que el vapor extraído de la turbina lo hace por el exterior y condensa sobre estos. Se pueden colocar varios precalentadores correspondientes a distintas extracciones de turbina.

Las extracciones son masa de fluido que no recorrerá parte de las turbinas, por lo que se debe de diseñar el modelo óptimo donde se precaliente el agua a la máxima temperatura posible sin extraer demasiado vapor, lo que supondría un descenso en el trabajo generado por las turbinas.

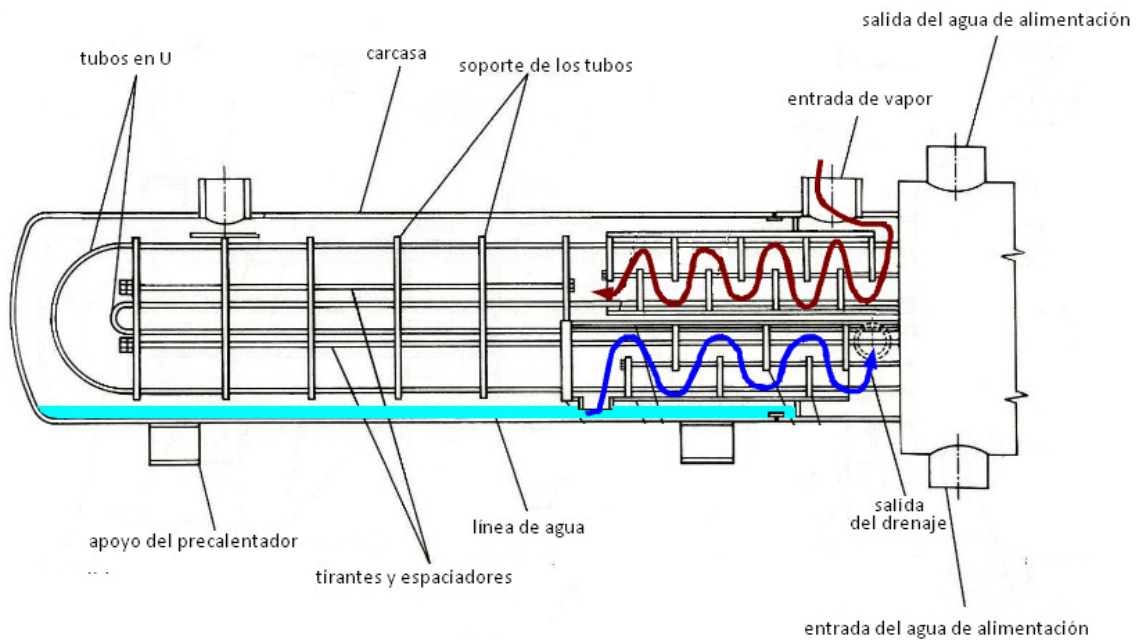


Ilustración 40: Interior de un precalentador (Fuente: acusim.com)

### 2.3.6. Desgasificador

Como se ha comentado el desgasificador también aumenta la temperatura del condensado, pero su principal función es otra.

Para que el ciclo Rankine funcione bien, es imprescindible que la concentración de aire en el agua no supere a 7ppb (partículas por billón); debido a que, por efecto de una concentración mayor, la vida útil de la central podría descender exponencialmente.

El ciclo Rankine es un ciclo cerrado, es decir, el agua es siempre la misma salvo por pequeñas pérdidas. El problema se da en el condensador donde las bajas presiones provocan que el aire de fuera se filtre entre las juntas y “contamine” el agua.

Este aire se cuela en continuo, por lo que necesitaremos que el desgasificador lo extraiga también en continuo. Por lo tanto el desgasificador se encuentra en un punto fijo y por él pasa toda el agua de la central, a diferencia de por el condensador.

Al desgasificador llega una entrada de agua del condensador, y una entrada de vapor de la turbina, así como aquel sangrado que ya haya pasado por los precalentadores.



Para que se transfiera bien el calor del vapor al líquido hacen falta tres condiciones:

- Tiempo de residencia elevado.
- Superficie de contacto elevada.
- Coeficiente de transferencia de calor alto.

Para aumentar la superficie de contacto se nebuliza el agua para que caigan gotas que tienen mayor superficie en relación a la masa.

Para aumentar el tiempo de residencia se colocan unas bandejas en zigzag consiguiendo que el agua tarde más en llegar a la parte inferior del desgasificador y así se aumentará la transferencia de calor.

Debido al aumento de temperatura del agua se va disminuyendo la solubilidad del aire en agua, por lo que al final tendremos en la parte inferior del desgasificador agua precalentada y desgasificada.

En la parte superior hay una válvula de sobrepresión que se abre y expulsa aire cuando la presión aumenta lo necesario. También soltará vapor por lo que se deberá reponer el agua perdida. En la parte inferior del desgasificador se recoge el agua que partirá hacia el generador de vapor.

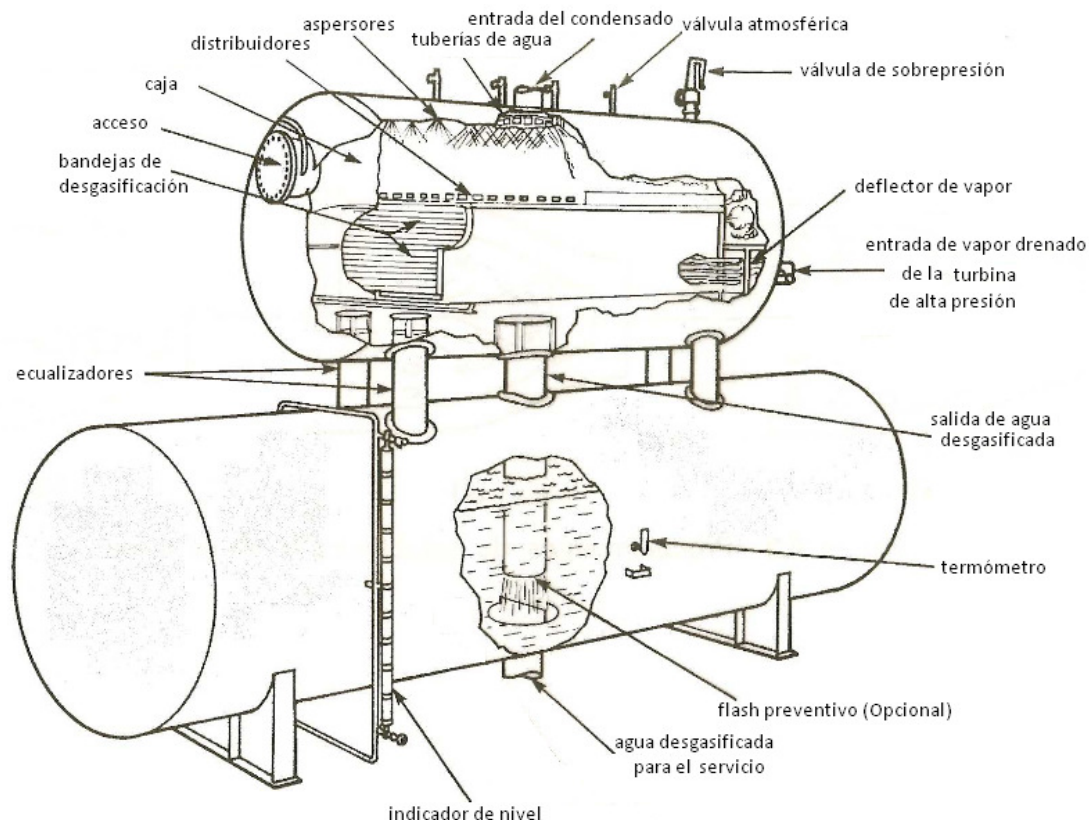


Ilustración 41: Estructura de un desgasificador [15]

### **2.3.7. Generador eléctrico**

La energía eléctrica se genera en el alternador. El alternador está formado a su vez por un rotor y un estator acoplado directa y linealmente al eje de la turbina. El giro del rotor de la turbina hace que el rotor del alternador gire induciendo una corriente eléctrica en las bobinas fijas al estator del alternador, mediante un campo magnético.

Esto produce energía eléctrica que será vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de un transformador.

La energía generada tiene un nivel de tensión de 11 KV y mediante un transformador de 60MW se elevará hasta el voltaje de la línea de transmisión o de distribución eléctrica a 132 KV.

## 2.4. Almacenamiento térmico

El almacenamiento incide en las horas de funcionamiento de una central, permitiendo acumular energía calorífica para la operación a potencia nominal entre 4 y 15h, según la potencia y el diseño de la central.

Esto influye en la rentabilidad de la misma, aumentándola, si bien asumiendo una inversión mayor.

Almacenar calor en una central solar termoeléctrica persigue tres objetivos:

- Aumentar la producción anual neta:

El campo solar se sobredimensiona para que la producción térmica sea superior a la que demanda la turbina en condiciones favorables de funcionamiento. El sobrante se almacena y se reutiliza en periodos de baja o nula radiación incidente.

- Mejorar la calidad de la energía generada:

La radiación solar puede ser muy variable y si estas variaciones se transmiten directamente a la turbina de vapor y al generador eléctrico la potencia eléctrica generada será de baja calidad, con los consiguientes perjuicios para la red y para la turbina de vapor. Este sistema de almacenamiento ayuda a absorber estos transitorios y permite que la turbina trabaje de manera uniforme mejorando la calidad de la energía que produce.

- Facilitar la operación de la planta:

Se estabiliza la producción de electricidad solventando también los transitorios de radiación pronunciados. Se puede mantener la planta de potencia operativa incluso cuando los intervalos de no insolación son largos (horas).

- Dotando a la planta de gestionabilidad:

Permite responder ante las órdenes del Operador del Sistema adecuándose a la demanda.

En definitiva la implementación de un sistema de almacenamiento térmico, SAT, permite que la planta funcione de forma constante sin tener que detenerse en la noche. En plantas solares termoeléctricas sin almacenamiento existe la necesidad de parar y arrancar la planta periódicamente lo que supone una reducción de fiabilidad de los equipos. La mayor parte de las averías en las turbinas de vapor se producen durante los tiempos de parada.

El sistema consiste en almacenar un fluido térmico en dos tanques a diferente temperatura. Durante los periodos de carga térmica sobrante se va calentando parte de fluido frío con un intercambiador aceite/fluido de almacenamiento pasando dicho fluido al tanque caliente. En el momento en el que el campo solar es incapaz de generar suficiente potencia térmica como para satisfacer el generador de vapor del ciclo Rankine, el fluido caliente almacenado pasa a aportar su calor al aceite con el mismo intercambiador y se desplaza ahora hacia el tanque de fluido frío.

El fluido de almacenamiento puede ser el propio aceite, pero su capacidad calorífica hace que los tanques de almacenamiento sean de grandes dimensiones, por lo que se suele usar como fluido de almacenamiento sales de nitrato fundidas.

Este tipo de sales están compuestas por un 60% de Nitrato de Sodio y un 40% de Nitrato de Potasio. Presentan un punto de congelación de 250°C aproximadamente por lo que se deberán mantener ambos tanques siempre a una temperatura superior. Para ello se colocan calentadores de seguridad que mantienen las sales en estado líquido en periodos de baja o nula radiación.

El calor se transportará desde el campo solar hasta el generador de vapor o el almacenamiento térmico de manera paralela; primando el generador de vapor y si las condiciones lo permiten parte del aceite se bifurcará hacia el almacenamiento.

El caudal de aceite que se deriva hacia los intercambiadores aceite/sal es la diferencia entre el total producido por el campo solar y el total requerido por el generador de vapor solar para generar la potencia nominal en la turbina de vapor.

En la siguiente ilustración se observa la posición del sistema de almacenamiento.

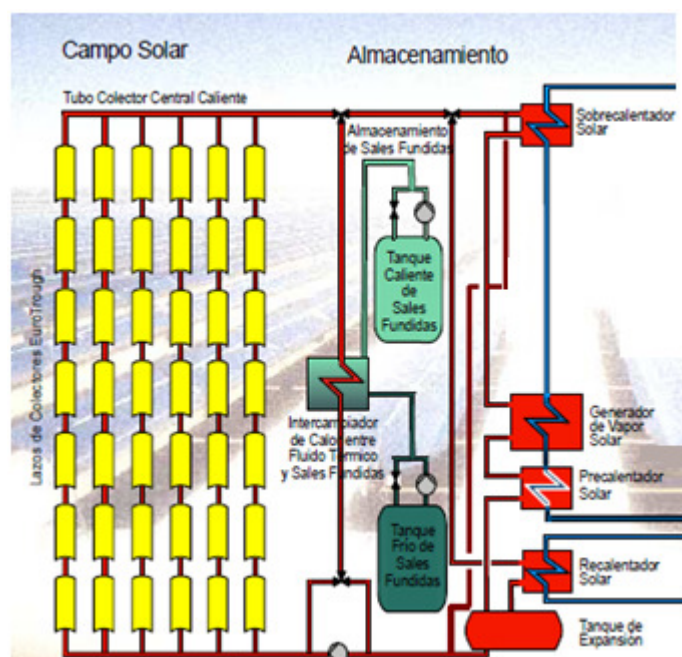


Ilustración 42: Sistema de almacenamiento en una central solar termoeléctrica (Fuente: amyca.org)

Cuando el campo solar está operativo y el aceite recoge más calor del que necesita el generador de vapor las sales se bombean desde el tanque frío hasta el tanque caliente pasando por el intercambiador de calor aceite/sal, como se observa en la ilustración anterior. Las bombas encargadas son de tipo vertical y están sumergidas en el tanque. El caudal de sal bombeado dependerá del caudal de aceite entrante en el intercambiador aceite/sal por lo que las bombas se accionarán por motores con variación de velocidad.

El aceite que sale del intercambiador del SAT se une al aceite que sale del tanque de expansión del aceite y que provenía del intercambiador del generador de vapor. Ambos están a la misma temperatura; 300°C aproximadamente. Una vez unidos serán succionados por las bombas de aceite térmico.

Cuando el campo solar no es capaz de suministrar el calor necesario para el generador de vapor (en periodos de baja radiación o por las noches), las sales se bombean desde el tanque caliente al frío pasando por el intercambiador de calor aceite/sal y calentando así el aceite térmico.

El volumen de sales almacenadas determinará el tiempo que puede trabajar el ciclo sin radiación solar.

Normalmente el campo solar se sobredimensiona con un valor de dos. A partir de este dato se dimensionará el sistema de almacenamiento.

Aquí se detalla un sistema de almacenamiento para una central de 50MW [3]:

- Está diseñado para almacenar 1010 MWh
- Se necesitan unas 28800 toneladas de sales
- Llega al máximo almacenamiento en 7,7 horas con un intercambio entre aceite y sal de 131 MW.
- Es capaz de sostener el ciclo de vapor durante 8,5 horas con un intercambio térmico entre aceite y sal de 119 MW.
- El bombeo de sales del tanque frío al caliente es de 935 kg/s aproximadamente.
- La descarga de sales calientes se realiza con un gasto másico de 847 kg/s. Pasando el aceite de una temperatura de 287°C a 379°C.

Algunas de las partes del sistema de almacenamiento se detallan a continuación.

### 2.4.1. Intercambiador de calor aceite/sal

El intercambiador de calor aceite/sal trabaja de forma reversible. Puede transmitir calor del aceite a las sales o viceversa, según las condiciones del campo solar.

Se usan intercambiadores de tubo-carcasa. Como el aceite va a más presión que la sal (10bares aproximados el aceite y un bar la sal), el aceite circula por los tubos mientras que la sal lo hace por la carcasa.

Se sueldan los tubos a la placa tubular, y esta a la carcasa para evitar cualquier fuga del aceite térmico hacia las sales. En el caso de rotura de tubos el aceite vaporizaría, al ser su tensión de vapor superior a la presión de las sales fundidas. El vapor del aceite entraría en el tanque hacia donde se están trasladando las sales. Por ello los tanques disponen de válvulas de seguridad que descargan el aceite vaporizado en un lugar seguro.

Normalmente se colocan varios intercambiadores dispuestos en serie. Estos intercambiadores llevarán un trazo eléctrico para evitar la congelación de las sales, manteniendo una temperatura monitorizada por encima de un valor de consigna, para lo cual dispone de un sistema eléctrico de calentamiento. El intercambiador está aislado mediante 200 mm de silicato de calcio recubierto de aluminio.

### 2.4.2. Tanques de almacenamiento de sales

Como ya se ha comentado existen dos tanques, en uno se almacenan las sales frías y en otro las calientes. La temperatura mínima del tanque frío es de 292 °C para evitar la solidificación de las sales, mientras que en el tanque caliente las sales están a una temperatura de 386°C aproximadamente.

Ambos tanques son de las mismas dimensiones por lo que pueden almacenar el mismo volumen de sales fundidas. El tamaño de los tanques está relacionado con el tiempo que el almacenamiento puede sustentar la generación de vapor del ciclo Rankine. Están fabricados con acero al carbono.

Los tanques funcionan entre dos estados. Se denomina estado lleno cuando el tanque de sales calientes está lleno y el tanque de sales frías está vacío. Se denomina estado vacío cuando es el tanque de sales frías el que está lleno. Los tanques se llenan y vacían mediante dos bombas situadas en la parte baja de los tanques y de manera vertical que impulsan el fluido de un tanque a otro.

Se ha explicado que si en algún momento el intercambiador de calor rompiera su estanqueidad el aceite llegaría a uno de los dos tanques en forma de vapor. Si esto ocurriera es probable que se iniciara algún tipo de llama que provocaría una combustión

al reaccionar con el aire en el interior de los tanques. Para reducir esta posibilidad se rellenan los vacíos de los tanques con un gas inerte, normalmente nitrógeno.

El suministro de nitrógeno a los tanques supone un sistema constituido por un depósito pulmón, un compresor de nitrógeno y un enfriador con aire del nitrógeno. El nitrógeno que contiene el depósito pulmón es suministrado a su vez por el mismo depósito de nitrógeno líquido que suministra nitrógeno a los tanques que componen el circuito del fluido térmico.

Las paredes de los tanques se aíslan con 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca. Las pérdidas de calor estimadas son de 0,7MW para el tanque de sales calientes y 0,53 MW para el de sales frías, suponiendo una temperatura media exterior de 15°C.

Para evitar la congelación de las sales se dispondrá de unos calentadores en la base de los tanques que de ser necesario se activarán. Estos calentadores son suministrados de energía eléctrica mediante generadores de emergencia.

### **2.4.3. Bombas de circulación de las sales**

Existen dos grupos de bombas en el sistema de almacenamiento. Cada grupo se encuentra situado en un tanque de almacenamiento. Se encargan de mover las sales de un tanque a otro dependiendo de si el aceite va a ceder su calor, o si por el contrario necesita recogerlo de las sales del tanque caliente para poder llevarlo al generador de vapor.

No existen sellos mecánicos capaces de resistir la oxidación de los nitratos, por lo que la solución siempre escogida serán bombas verticales sumergidas en los tanques. De esta manera evitaremos pérdidas de calor que se darían si las bombas fueran exteriores al tanque.

Las bombas estarán accionadas por motores eléctricos que permitan variación de velocidad. Ya que el caudal impulsado variará según el caudal del aceite que se haga circular por el sistema de almacenamiento.

### **2.4.4. Protección anticongelación**

Las sales solidifican por debajo de los 250°C por lo que se deberá mantener la temperatura siempre superior a ésta. Por seguridad las sales no bajarán nunca de los 260°C.

Para evitar que las sales congelen se recirculan siempre de un tanque a otro. Además si esto no fuera suficiente, todo el sistema de almacenamiento tiene un trazado eléctrico conectado a una red eléctrica segura.

Otro momento crítico para las sales es en la puerta en marcha del sistema de almacenamiento, donde será obligatorio precalentar todo el sistema (tanques y tuberías) con aire caliente.

También existe un sistema de drenajes que recoge las sales que se hayan quedado en el intercambiador aceite/sal, o en las tuberías que unen el intercambiador con los tanques.

El sistema de drenajes se encarga de recoger las sales y enviarlas al tanque frío mediante un sistema de bombeo. Además posee un sistema de detección de fugas y condensados de aceite que es capaz de detectar y separar el aceite del circuito de sales e identifica el punto exacto de la fuga.



## 2.5. Caldera auxiliar / hibridación

Se suele hibridar la central solar termoeléctrica con una caldera para mantener la temperatura del aceite en los valores correctos y que el sistema siga funcionando cuando por cualquier circunstancia los captadores no suministren suficiente energía, ni haya energía térmica almacenada. Normalmente se alimenta de Gas Natural.

La legislación española lo contempla en el R.D 661/2007: *“Las instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido trasmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.”* También restringe: *“La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad.”*

Aunque recientemente la legislación ha cambiado como se mostrará en capítulos siguientes.

Las funciones de la caldera auxiliar son las siguientes:

- Facilita la operación durante transitorios, impidiendo que la turbina o el generador se vean afectados por las variaciones del campo solar.
- Mantiene el aceite por encima de la temperatura de congelación cuando las temperaturas ambientales son bajas.
- Ayuda al arranque del circuito del aceite térmico mediante el precalentamiento del aceite.
- Mantiene las sales del sistema de almacenamiento por encima de la temperatura de congelación, cuando el aceite no tiene suficiente temperatura como para hacer esta función.
- Ayuda al arranque de la turbina.
- Reduce el número de paradas de la turbina.
- Facilita la operación a plena carga ayudando al campo solar o al sistema de almacenamiento.
- Flexibiliza el funcionamiento de la central para el cumplimiento de los programas.

Como ya se ha comentado se utiliza Gas Natural como combustible. Otra opción sería la hibridación con biomasa, que requiere de una menor inversión y un menor coste de operación, además de ser considerada verde.

La hibridación con Gas Natural posé unas ventajas que hace que los promotores suelen considerar esta opción:

- Dota a la central de mayor “Gestionabilidad”
- Mejora el control y la operación de la central
- Tiene un mayor rendimiento medio.
- Tiene una mejor capacidad
- Alarga la vida de los equipos
- Mejora el rendimiento económico

La caldera se diseñará para soportar el 30% de la potencia nominal eléctrica. Ésta se encargará de calentar el aceite y el aceite se usará o bien para generar vapor, o bien para calentar las sales en el sistema de almacenamiento. Para ello se sitúa en el generador de vapor posicionada como se observa en la siguiente ilustración.

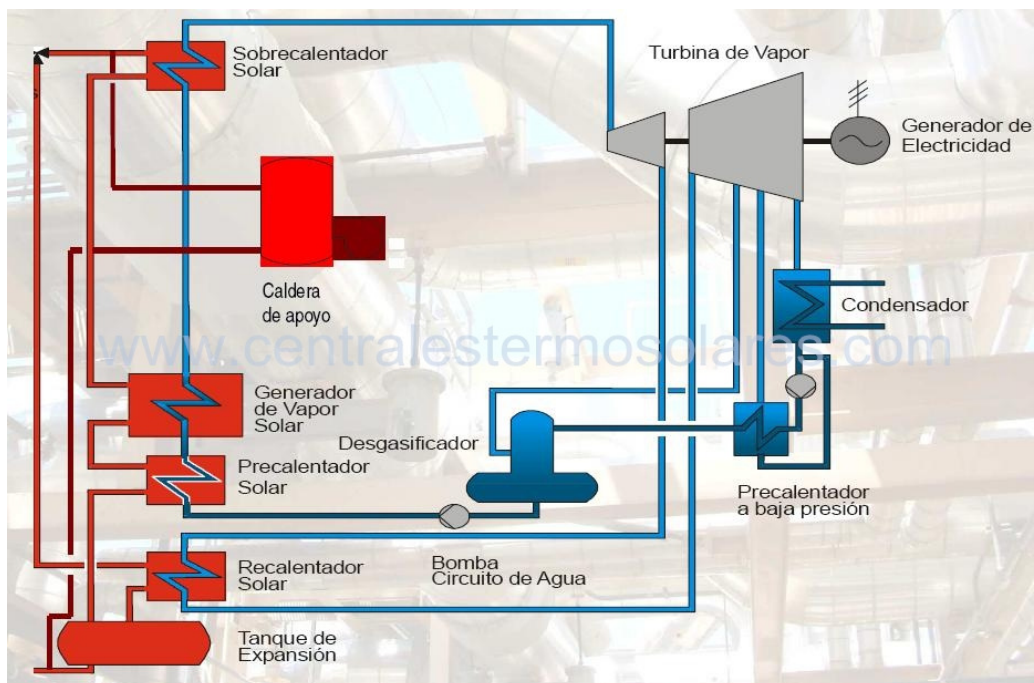


Ilustración 43: Situación de la caldera en el esquema de la central (Fuente: centralestermosolares.com)

El aislamiento térmico es también importante. El conjunto se aísla con lana mineral de 120 mm de espesor, excepto en los puntos de embridado del aceite, en el que se aislará con Cellular Glass 120mm de espesor hasta un metro aguas arriba y otro metro aguas abajo.

Para la administración de Gas Natural a la caldera, la central dispondrá de una planta de satélite de GNL.

## 2.6. BOP (Balance of plant)

El BOP está compuesto por todos los sistemas auxiliares que forman parte de una central termosolar y que son imprescindibles para su correcto funcionamiento, pero que no están dentro ni del campo solar, ni del circuito del aceite térmico, ni del tren de potencia, ni de la caldera, ni los sistemas eléctricos, ni del sistema de almacenamiento.

Algunos de estos sistemas se detallarán a continuación. [11]

### 2.6.1. Planta de tratamiento de agua (PTA)

El agua que recorre el ciclo de potencia, ya sea de una central termosolar, un ciclo convencional de carbón o nuclear, debe ser agua de gran pureza para la turbina de vapor, por lo que todas las plantas de generación eléctrica mediante vapor necesitarán de una planta depuradora para obtener agua desmineralizada adecuada para alimentar la caldera y el resto del ciclo de potencia. Esta agua se denomina demin y sufre dos procesos para su obtención:

- a) **Desalación o ablandamiento:** En esta fase se eliminan la mayor parte de las sales que contiene el agua. Si el agua proviene de una fuente de agua dulce, como un río, el proceso se denomina ablandamiento, ya que el proceso únicamente consistirá en eliminar la dureza del agua. Si se usa agua de mar, el proceso se denominará desalación. Como se puede imaginar, el proceso de desalación es más complicado debido a la mayor cantidad de sales disueltas en el agua de partida.

Existen diversos procesos para la desalación pero se suelen clasificar en procesos que requieren cambio de fase (destilación en múltiple efecto, flashing en múltiple efecto y enfriamiento) y en los que no implican un cambio de fase (ósmosis inversa y electro diálisis)

- b) **Afino:** Este proceso final consiste en el ajuste de la calidad del agua de alimentación a la caldera. En él se eliminan las diversas sales que pudieran quedar aún. El proceso se realiza con resinas de intercambio iónico. Puede realizarse en dos fases, con resinas aniónicas y catiónicas por separado, o en un solo paso, haciendo pasar el agua proveniente de la desalación por un único depósito donde se encuentran ambos tipos de resinas mezcladas. A estos depósitos se les denomina lechos mixtos.

Una vez el agua ha atravesado estos lechos, debe tener las características químicas necesarias para su uso en el ciclo de potencia. Esta agua suele almacenarse en un depósito pulmón, desde donde se bombea hacia el punto del ciclo agua-vapor en el que se le inyecta el agua que vaya necesitando. Normalmente se hace al condensador, pero antes de ingresar en él se le añadirán ciertos productos químicos para ajustar su pH y su contenido en oxígeno disuelto.

## 2.6.2. Sistema de refrigeración principal

Ya se conoce el funcionamiento del condensador. En este apartado se va a explicar cómo se refrigera el agua de refrigeración encargada de extraer calor al vapor en el condensador, devolviéndole su estado líquido.

La opción más acertada es la de un circuito cerrado de refrigeración y de una torre de enfriamiento. Esta opción es la que se instala en la totalidad de las centrales térmicas actuales.

A la salida del condensador se coloca la torre de refrigeración para que enfríe el agua que es devuelta al condensador.

En la torre de refrigeración se está perdiendo agua constantemente por condensación con el aire, por lo que será necesario estar reponiendo el circuito cerrado con agua nueva.

Éste es el método más respetuoso con el medio ambiente, ya que anteriormente, en las centrales, el agua caliente que salía del condensador era arrojada a algún río o embalse cercano, calentando el agua del mismo. En este caso el único residuo que generaremos será una nube de agua que saldrá de la torre de refrigeración.

En la siguiente ilustración se muestra el circuito del agua de refrigeración:

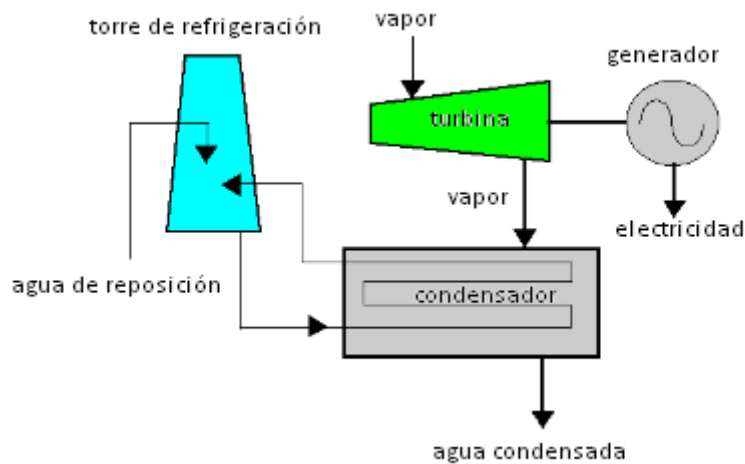
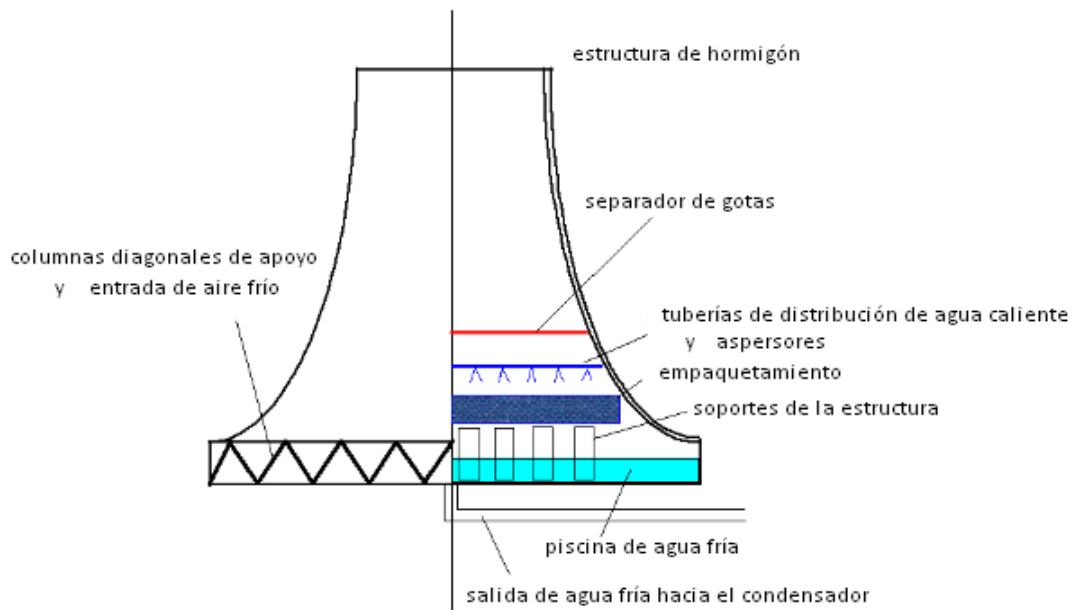


Ilustración 44: Sistema de refrigeración del condensador cerrado [15]

Se va a explicar ahora como funciona una torre de refrigeración por dentro. Estas torres son de hormigón y miden entre 70 y 150 m. Normalmente se usa una torre de tiro natural en las que el flujo de aire que enfría el agua de refrigeración se produce de manera natural por diferencias de presión existentes entre la parte superior y la inferior de la torre.



**Ilustración 45: Interior de una torre de refrigeración de tiro [15]**

Lo primero que encontramos en estas torres es una abertura en la parte superior por la que salen las nubes de agua condensada.

En la parte inferior de la torre, todo el perímetro está rodeado de entradas de aire de manera que este entra por la base y asciende enfriando el agua de refrigeración para luego salir por la parte superior, debido a las diferencias de presiones.

La nube de agua que sale por la parte superior no es vapor de agua sino gotas de agua condensadas en el aire.

Dentro de la torre encontramos la entrada de agua caliente proveniente de intercambiador del condensador. El agua es nebulizada mediante unos aspersores que la expulsan en forma de gotas.

Estas gotas caen sobre un relleno o empaquetamiento cuya función es aumentar el tiempo de residencia del agua y que de esta manera se enfríe por el flujo de aire.

El agua condensada va cayendo a la piscina que ocupa la base inferior de la torre. De esta piscina se toma el agua nuevamente para enviarla al intercambiador del condensador y repetir todo el proceso nuevamente.

Puesto que mucha del agua del circuito se pierde en la torre por condensación con el aire, hará falta añadir agua al ciclo constantemente.

### **2.6.3. Sistema de refrigeración de equipos**

En las centrales eléctricas, además de existir el sistema de refrigeración principal que enfría el agua en el condensador, existe un sistema de refrigeración secundario, normalmente cerrado, que sirve para refrigerar los diferentes equipos auxiliares de la planta.

Cada equipo puede disponer de su propio sistema de refrigeración, o puede existir uno común que refrigere todos los equipos por medio de intercambiadores de calor.

Normalmente estos circuitos se rellenan de agua desmineralizada con inhibidores de corrosión y algún biocida, para evitar las características corrosivas del agua.

Los sistemas que normalmente necesitan refrigeración son:

- Sistema de lubricación de la turbina de vapor.
- Generador de la turbina de vapor.
- Bombas de alimentación de agua a la caldera.
- Módulo hidráulico.
- Purgas de caldera.
- Sistemas de toma de muestras.
- Bombas de vacío.

### **2.6.4. Sistema de tratamiento de vertidos**

Los efluentes líquidos de una central termosolar provienen o bien del circuito de refrigeración o de los distintos procesos que se llevan a cabo.

Las aguas de proceso tienen diversos orígenes: efluentes de purga de caldera, agua que ha podido tener contacto con aceites o combustibles, efluentes de la planta de tratamiento de aguas y aguas sanitarias. Normalmente cada uno de estos efluentes se tratan independientemente, y una vez adquieren la calidad necesaria son conducidos a una balsa común, en la que se analiza el vertido de aguas en su conjunto y se comprueba que no supera ninguno de los parámetros establecidos en las diversas normativas de aplicación. Si cumplen la normativa estas aguas son vertidas a los cauces públicos.

Según la procedencia del efluente hay que tomar diferentes consideraciones:

**a) El agua de purga de la torre** es el principal efluente a considerar al tratarse de un circuito de refrigeración cerrado por torre. Su impacto medioambiental es casi insignificante. Este líquido tiene prácticamente la temperatura a la que se tomó, pero la concentración en sales ha aumentado, provocado porque el agua que se evapora de la torre es agua pura, quedando cualquier sustancia en el agua de la balsa y aumentando así su concentración salina.

La purga del agua de la torre es necesaria para realizar las limpiezas periódicas de la torre que constan por normativa. Estas limpiezas tienen la misión de evitar la proliferación de la bacteria denominada legionella.

Las limpiezas de la torre, que se realizan incrementando la concentración del biocida, lejía, han de hacerse respetando los límites de vertido de esa sustancia al medio receptor del efluente.

Otros productos químicos que se añaden son los llamados anti-incrustantes y antioxidantes, que tratan de proteger la instalación de depósitos que pudieran obstruir conductos y tratan de evitar la oxidación de metales. Por lo general suele tratarse de productos poco agresivos. Su función, además, se ve afectada por el pH del agua de refrigeración, por lo que habitualmente es necesario modificarlo, normalmente disminuyéndolo con la adición de ácido sulfúrico. El control del pH del agua del vertido de purga de torre se hace también necesario, para asegurar que no se va a afectar el medio receptor.

**b) Las aguas de purgas de calderas** suponen el segundo caudal efluente por cantidad. El proceso de purga es necesario para controlar el aumento de concentración de sales en la fase líquida.

El agua que se introduce a la caldera es un agua desmineralizada, de gran pureza, pero a la que se añaden una serie de productos para controlar el pH y el contenido en oxígeno disuelto en la fase líquida. Para el control de pH se suele añadir amoníaco y fosfatos. Para el control del oxígeno disuelto se adiciona hidracina. Por tanto, el agua de purgas contendrá amoníaco, fosfatos e hidracina.

El vertido incontrolado de hidracina provocaría una disminución del oxígeno disuelto en el medio receptor, que afectaría su ecosistema. Los fosfatos son un poderoso abono, que harían aumentar la flora en las orillas del cauce o fomentarían la proliferación de algas. El amoníaco es un biocida. Por ello, es necesario controlar la concentración final de cada una de estas sustancias para asegurar que cumplen los límites marcados por las diferentes normativas.

c) **El agua que ha podido estar en contacto con aceites y combustibles** es de menor cantidad pero de cierta toxicidad. Esta agua ha de ser depurada previamente en depuradoras específicas que faciliten la separación entre las dos fases líquidas, mediante diferencia de densidad. El aceite que puedan contener ha de ser retirado de estas depuradoras por un gestor autorizado para su posterior tratamiento.

d) **Las aguas procedentes de la PTA** son salmueras y aguas de lavado de resinas de intercambio iónico. Las primeras no tienen ningún contaminante y normalmente se envían sin depurar a la balsa que contiene el resto de las aguas del proceso.

Las aguas procedentes de la regeneración de las resinas de intercambio iónico tienen un pH ácido o básico, dependiendo de que se haya empleado mayor o menor cantidad de ácido sulfúrico e hidróxido sódico. Estas aguas se conducen a una balsa de neutralización, donde se ajusta su pH, y se envían a la balsa donde confluyen los diferentes efluentes de proceso.

e) **Las aguas sanitarias** procedentes de los edificios de oficinas o de cualquier otra zona dotada de servicios deben conducirse a una depuradora específica. Son pequeñas depuradoras, muy conocidas y estudiadas, que no ofrecen ninguna complicación si están correctamente operadas y mantenidas.

Aquellas aguas o residuos sólidos que no puedan ser vertidos a los cauces públicos deben ser retirados por un gestor autorizado.

### 2.6.5. Planta satélite de GNL

Las centrales solares termoeléctricas híbridadas, si no tienen cercanía a un gaseoducto, deberán contar con una Planta Satélite de Gas Natural Licuado (GNL).

Como se ha comentado, la hibridación de la central mediante Gas Natural aumenta el aprovechamiento de la central, pudiendo usarse cuando ni la radiación solar ni el almacenamiento lo permite.

El GNL es gas natural que se ha enfriado a temperaturas extremas para transformarse en líquido, de esta manera es más fácil almacenarlo. El proceso de licuación consiste en el enfriamiento del gas purificado a través de refrigerantes. El gas es licuado a una temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$ . Esto provoca que el gas reduzca su volumen hasta 600 veces su tamaño original. El GNL se almacena en tanques de paredes dobles a presión atmosférica.



El diseño de la Planta Satélite se hará en base al consumo máximo esperado al día, permitiendo una autonomía de la central de entre 3 y 5 días para solventar la posibilidad de posibles fallos en el transporte por diversos motivos.

A continuación se detallan las partes principales de la Planta Satélite:

**a) Instalación de descarga**

Los camiones cisterna que transportan el GNL lo descargarán mediante bombas criogénicas o por diferencial de presiones hacia la instalación de almacenamiento.

**b) Instalación de almacenamiento**

Son depósitos criogénicos en los que se almacena el GNL. Cada depósito a de ir equipado con su correspondiente valvulería y elementos de control y seguridad establecidos en la legislación vigente.

**c) Instalación de regasificación**

La instalación de regasificación es la encargada de devolverle el estado gaseoso al gas licuado para su uso. La regasificación contará con válvulas de seguridad criogénica y con válvulas de bloque del circuito GNL-gas natural.

**d) Válvula automática de interrupción por mínima temperatura**

Entre la salida de la instalación de regasificación y el grupo de regulación de salida se intercala una válvula con cierre automático a temperaturas inferiores de salida de gas de  $-10^{\circ}\text{C}$ .

**e) Instalación contra incendios**

En la zona de depósitos y regasificación de GNL, la instalación deberá estar convenientemente equipada con extintores de polvo seco en proporción de 10 kg de polvo por cada 1000kg de producto.

**f) Instalación de odorización**

Antes de la administración del gas natural, éste será olorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad.

De todos los combustibles el GNL es el menos contaminante, debido a su alto contenido de Hidrógeno. Si ocurre un derrame, el GNL se desvanece en el aire y no contamina ni el suelo ni el agua.

### 2.6.6. Otros sistemas

#### a) Sistema eléctrico

Además de la electricidad que el transformador evacua a la red, la planta deberá producir la energía necesaria para abastecer todos sus consumos propios cuya conexión principal se encuentra también en el transformador principal de evacuación.

#### b) Sistema de dosificación química

La función principal de este sistema es la adicción de los siguientes productos químicos al agua que se usará para los distintos procesos que la requieran:

- **Dosificación de inhibidor de corrosión** para disminuir las características corrosivas del agua desmineralizada del circuito de refrigeración. El producto protege contra la formación de incrustaciones causadas por iones de dureza en el agua de reposición y de la precipitación debida a los sólidos en suspensión.
- **Dosificación de biocida no oxidante** para eliminar la proliferación de bacterias, algas, hongos y demás contaminación biológica. En especial se intenta prevenir la proliferación de la bacteria legionella en circuitos de refrigeración industriales. Se trata de un tratamiento de choque, normalmente aplicado una vez a la semana en la balsa de la torre.
- **Dosificación química de ácido sulfúrico** con el fin de descarbonatar de acuerdo con la calidad a mantener en el circuito de refrigeración.
- **Dosificación de amoníaco y carbohidracida** para mantener los niveles de PH y el contenido de oxígeno del agua dentro de los límites de diseño establecidos por los fabricantes de la caldera y la turbina.

**c) Sistema de protección contra incendios**

La central termosolar puede ser propensa a sufrir un incendio debido a que el aceite térmico es inflamable y a la planta satélite de Gas Natural.

Por ello se debe elaborar un buen plan de Protección Contra Incendios que sea capaz de:

- Detectar la fuga de gases que pudieran acontecer una explosión.
- Detectar temprano el foco del incendio.
- Advertir al personal, mediante un buen sistema de alarmas.
- Disponer de medios de extinción, mediante sistemas fijos, bocas de incendio equipadas, hidrantes y extintores.
- Señalizar correctamente salidas de emergencia y dispositivos de extinción, así como luces de seguridad.
- Evacuar la central si fuera necesario.

**d) Ventilación, calefacción y aire acondicionado**

La planta debe ir equipada con calefacción, ventilación y aire acondicionado mediante los equipos oportunos. Las funciones de estos sistemas son:

- Mantener una atmosfera ventilada y salubre para el personal.
- Mantenimiento de condiciones ambientales adecuadas para el funcionamiento de los equipos eléctricos y electrónicos así como para la habitabilidad del personal.
- Ayuda al sistema de protección contra incendios para evitar la propagación de incendios a áreas de fuego diferenciadas a través de los sistemas de ventilación y aire acondicionado.
- Impedir la formación de mezclas explosivas en los locales en los que pueden producirse fugas y gases combustibles.

**e) Limpieza de espejos**

Cuando los espejos del campo solar y los tubos receptores están sucios la eficiencia de la central en conjunto disminuye. Para evitar estas pérdidas es necesario realizar una limpieza periódica de estos elementos, manteniendo así el campo solar en sus condiciones óptimas de funcionamiento.

Para esta tarea existen equipos especiales con agua a presión en spray que se remolcan con vehículos a través del campo solar.

**f) Estación meteorológica**

Como ya se ha comentado la central deberá disponer de diferentes sensores que den información sobre las condiciones atmosféricas existentes, para poder regular así el funcionamiento de la planta en cada momento. Estos instrumentos son los siguientes:

- Piroheliómetro, mide la radiación solar directa.
- Anemómetros, miden la velocidad y dirección del viento.
- Equipo de medida de la humedad relativa.
- Información satélite de predicción de la evolución de las condiciones meteorológicas que permita saber las condiciones de funcionamiento de la planta en un futuro cercano.

## 2.7. Sistemas de control

Si hay algo deficiente en las centrales solares termoeléctricas es el sistema de control. La tecnología necesaria para llevar el control de manera automática está instalada, sin embargo no existen software que sean capaces de hacerlo. [11]

Las actuales plantas son totalmente manuales. El arranque, la selección del modo de funcionamiento, el control de temperatura y presión, la refrigeración y cualquier otro parámetro son controlados manualmente, según las decisiones del operador de la central.

La principal desventaja que esto conlleva es la variabilidad de funcionamiento de la planta según el panelista que este de turno, y esto dependerá de que tenga mayor o menor formación, un estado anímico mejor o peor, una habilidad mayor o menor, o incluso la opinión personal sobre el modo de operar la planta.

Las principales ventajas para la implementación de un sistema de control automatizado son las siguientes:

- Disminuye el número de operadores necesarios. Con un número mínimo de operadores es posible operar con total seguridad y con el mejor rendimiento.
- La planta siempre estará operando en el punto óptimo, y no en el punto escogido por el operador. Esta es la principal ventaja.
- Se reduciría el número de averías e incidentes. Únicamente aumentan los problemas electrónicos relacionados con los sistemas de control.

La estructura actual del sistema de control consiste en varios sistemas de control independientes que apenas comparten unas cuantas señales.

Los subsistemas de control principales son los siguientes:

**a) El sistema de control del campo solar** está compuesto por un sistema de control central (FSC, Field Solar Controller) y los controladores locales (LOC) explicados durante la descripción del campo solar.

El FSC se encarga de orientar los colectores tanto en modo operación como cuando las condiciones atmosféricas aconsejan situarlos en posición segura. También hace seguimiento de temperaturas a la entrada y salida del campo, pero en muy pocas plantas es capaz de lograr de forma automática un equilibrio de presiones en todo el campo solar, de manera que se garantice que todo el campo tenga exactamente la misma presión y el mismo caudal.

Las claves de la automatización completa del sistema de control del campo solar son:

- Disponer de válvulas automáticas a la entrada o salida de cada uno de los lazos y una sonda de temperatura a la salida del lazo.
- Disponer de datos meteorológicos suficientes (radiación, humedad, velocidad de viento, temperatura) a lo largo del extenso campo solar, lo que puede suponer instalas entre 5 y 10 estaciones meteorológicas.

Disponiendo de estos dos elementos, y casi todas las plantas disponen de ellos, es posible conseguir que la regulación del campo solar se realice automáticamente.

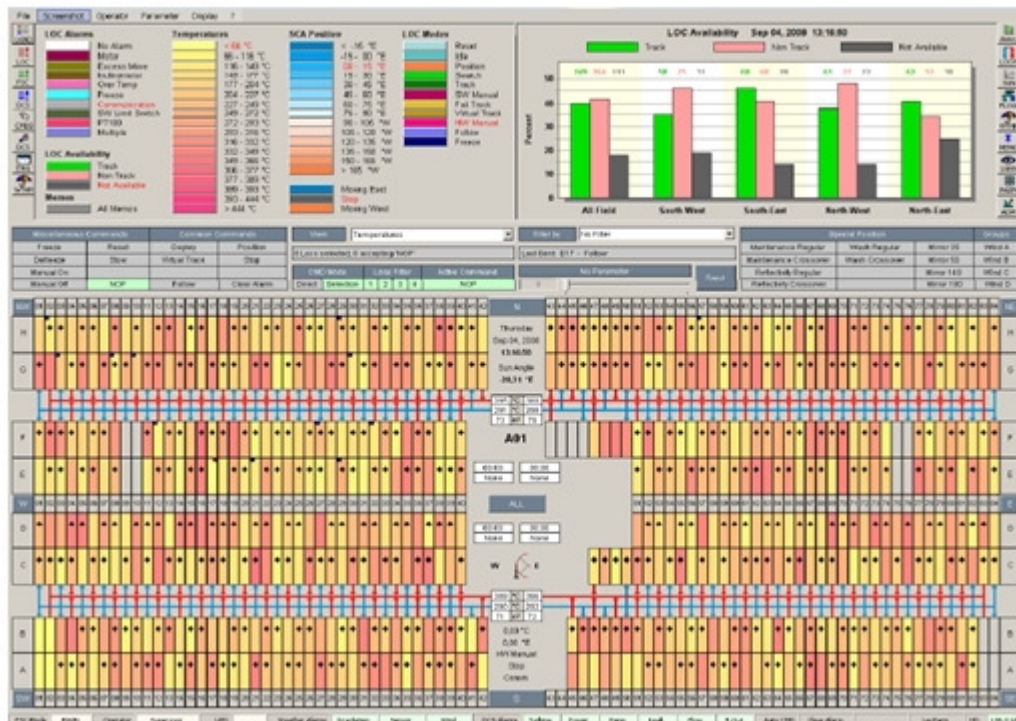


Ilustración 46: Sistema de control del campo solar (FSC) de una de las primeras centrales termosolares [11]

**b) El sistema de control de la isla de potencia** se encarga de regular los fluidos a través de los diversos equipos, de forma que se produzca un intercambio de calor entre el aceite y el ciclo agua-vapor, manteniendo el control de algunas variables como temperaturas, presiones y caudales.

Así se controla los variadores de velocidad de las bombas del fluido térmico, las válvulas del aceite, las válvulas de salida del tren del generador de vapor, las bombas del ciclo Rankine y los niveles de todos los tanques y calderines.

Por separado se encuentra el sistema de control de la turbina, totalmente independiente y suministrado por el fabricante de ésta. Este se encarga del arranque y la parada de la turbina, de la regulación de la carga y del control de determinados parámetros que activarían las prevenciones necesarias para proteger la turbina.

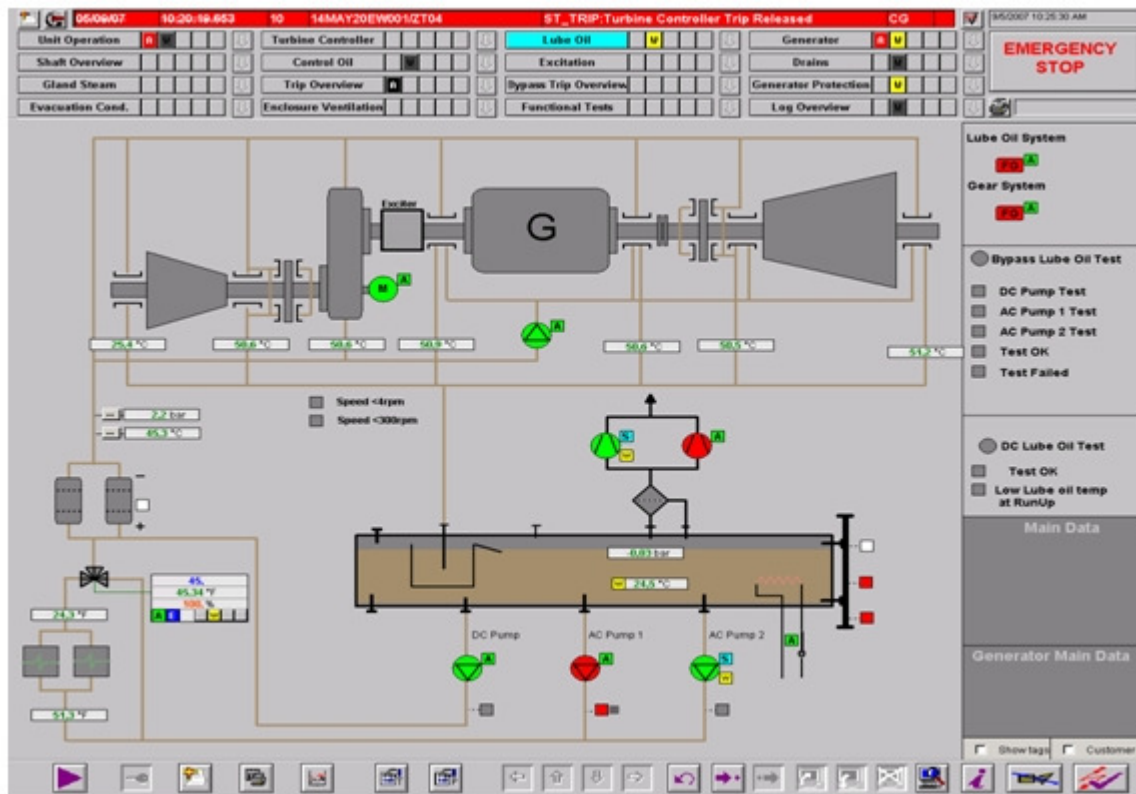


Ilustración 47: Pantalla del sistema de control de la turbina Siemens SST-700 [11]

Aparte de estos dos subsistemas principales encontramos muchos otros sistemas de control pertenecientes a cada sistema auxiliar (PTA, caldera auxiliar, sistema de aire comprimido, sistema contra incendios, planta satélite de gas, etc.)

Como cabe esperar, la operación manual de la central hace que raramente opere en el punto óptimo de diseño. El operador tienen que tomar muchas decisiones: el número de lazos abiertos, el número de lazos enfocados o desenfocados parcialmente, e incluso el caudal que circula por el campo solar; y por tanto muchas veces no elige la opción más adecuada.

Se deja en manos del operador decisiones que comprometen la rentabilidad de la planta e incluso la seguridad de la misma.

Muchas averías producidas tienen su origen en una deficiente operación. Muchas veces los operarios controlan la central de forma poco segura para las instalaciones.

Así, algunos pinchazos del tren de generación de vapor, el fallo en cierres de bombas, la degradación acelerada del aceite, la corrosión en algunas partes de la instalación o el desequilibrio de presiones del campo solar a menudo se relacionan con operaciones poco acertadas por parte del panelista.

No es impensable una planta termosolar que arranque y pare de forma totalmente automática, que desenfoque o enfoque los lazos de acuerdo a decisiones implementadas en el sistema de control o que la caldera auxiliar se ponga en marcha de forma automática cuando se requiera.

La dificultad principal está en la medición de las condiciones atmosféricas. El número de estaciones meteorológicas actual resulta insuficiente, ya que las condiciones de radiación o temperatura presentes en una zona de la planta pueden ser diferentes a las presentes en otra. La central necesitaría un mínimo de ocho estaciones para poder ser automatizada, ya que la medición de la radiación en todo el campo solar podría ser casi perfecta.

En segundo lugar, la falta de válvulas automáticas con un control PID para su regulación condiciona enormemente la posibilidad de automatización completa. La tercera dificultad es la inversión y el tiempo necesario para el desarrollo de un sistema de control distribuido central, que englobe a los diferentes sistemas de la planta.

El sistema de control no sólo puede mejorarse, sino que debe hacerse para conseguir que las plantas puedan cumplir su plan de producción esperado. Si el sistema de control no se desarrolla correctamente es difícil que las centrales puedan cumplir con su producción esperada, por trabajar fuera del punto de diseño, y por tener gran cantidad de averías e indisponibilidad provocados por una operación deficiente.

Además para la rentabilidad de la central es importante que se desarrolle rápidamente el software específico, porque de lo contrario verán incrementados sus costes de producción, al tener que incorporar necesariamente una plantilla superior a la inicialmente considerada.



Ya se han analizado cada una de las partes de la central solar termoeléctrica con colectores cilindro-parabólicos. En la siguiente ilustración podemos apreciar cada una de esas partes.

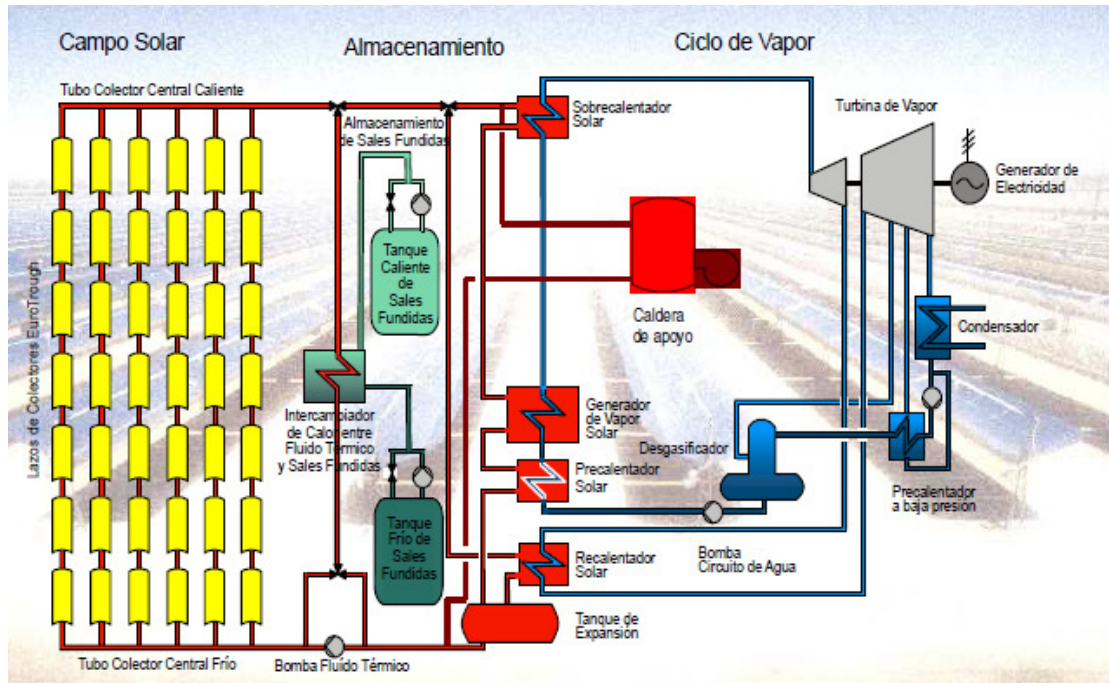


Ilustración 48: Esquema general de una central solar termoeléctrica con almacenamiento térmico e hibridada con una caldera de Gas Natural (Fuente: amyc.org)

### 3. Determinación del ciclo de vapor

Debido a que el aceite térmico comienza a descomponerse a los 400°C, el vapor de este tipo de centrales no alcanza temperaturas comparables a los centrales convencionales. Este es el principal problema que tienen. Sin embargo, si se diseña un ciclo de elevado rendimiento, la baja temperatura del vapor no tiene por qué ser un problema.

Otra restricción que se presenta con este tipo de tecnología es la imposibilidad de poder aumentar la temperatura del aceite en más de 100°C debido a las geometrías del lazo del campo solar, que se están implantando en la actualidad. (Un mayor salto térmico derivaría en un campo solar de mayores dimensiones)

Por esta razón, las centrales termosolares CCP usan ciclos de potencia diferentes a las centrales convencionales.

Debido a que el vapor no alcanza temperaturas muy elevadas estos ciclos siempre tienen recalentamiento y para que el salto térmico necesario en el aceite no supere los 100 °C serán necesarias diversas regeneraciones.

El objetivo del proyecto es determinar que ciclos son idóneos para solventar la limitación de la temperatura máxima y mínima del aceite. Para ello se van a simular diferentes ciclos mediante el software Cyclepad.

Como ya se ha comentado, durante la descripción del proyecto, el programa es de gran simplicidad. Para una simulación que se ajuste a la realidad se necesitarían distintos datos de la tecnología que solo puede aportar el fabricante. Sin embargo los resultados que se pretenden conseguir mediante este método permitirán comparar distintos ciclos y ver cuál presenta mayores rendimientos.

Al final de este capítulo se quiere haber demostrado la necesidad de recalentamiento y regeneraciones para las dos restricciones que presentan esta tecnología, referente a la temperatura máxima y mínima del aceite térmico.

Para encontrar el diseño que mayor rendimiento presenta se variarán los parámetros de cada ciclo hasta alcanzar su rendimiento máximo y este rendimiento se comparará con los rendimientos máximos del resto de diseños.

Conociendo algunos ciclos comerciales, gracias a la aportación de Sun To Market Solutions, y tomando algunas simplificaciones, todos los diseños compartirán las siguientes premisas:

- La temperatura a la salida de los generadores de vapor (tanto del principal, como del recalentador, en el caso de que lo hubiera) será de  $T_{\max} = 380^{\circ}\text{C}$

- La presión máxima alcanzada será de 120 bares, a la salida de la última bomba.
- Las turbinas se consideran adiabáticas y de rendimiento  $\eta_t = 0.87$
- La pérdida de carga en los generadores de vapor será de 15 bares en el principal y de 2 bares en el recalentador.
- Las bombas se consideran adiabáticas y de rendimiento  $\eta_b = 0.90$
- Los mezcladores y el desgasificador son isobáricos.
- Los divisores son iso-paramétricos.
- El condensador es isobárico y a su salida encontramos agua saturada ( $x = 0$ )
- Los regeneradores son isobáricos y a la salida del sangrado que lo atraviesa encontramos agua saturada ( $x = 0$ )

La metodología seguida ha sido la siguiente:

1. Se diseña la estructura del ciclo
2. Se imponen las condiciones comunes comentadas anteriormente. Respecto a estas hay que aclarar:
  - El aceite comienza a descomponerse a los 400°C, por lo que por seguridad no se le permite que alcance más de 393°C. Según la experiencia de centrales ya operativas, se conoce que si el aceite alcanza esta temperatura el vapor será generado a 380°C.
  - Se ha impuesto que a la salida del condensador se encuentra agua saturada ( $x=0$ ) ya que de esta manera el calor desalojado será el imprescindible. Consiguiendo así una temperatura del agua precalentada mayor y un mayor rendimiento.
  - Se ha impuesto que una vez que el sangrado ha atravesado el precalentador se encuentra agua saturada ( $x=0$ ) de tal manera que habrá cedido el calor máximo al agua que se está precalentado, aumentando lo máximo posible su temperatura y con ello el rendimiento de la central.

3. Se introducen valores de presión a la salida de cada turbina y el porcentaje de gasto másico que es sangrado. Con estos datos la totalidad del ciclo queda determinado, por lo que no será posible modificar ninguna otra variable.
4. Se varían los valores del punto anterior hasta alcanzar el rendimiento mayor.
5. Se comprobará que la temperatura a la que llega el agua al generador de vapor sea superior a 200°C, para que el salto térmico del aceite sea de 100°C como máximo.

Sin embargo hay que tener en cuenta que el software no permite cualquier valor de presión a la salida de cada turbina ni del porcentaje de gasto másico sangrado, ya que Cyclepad solo admite valores que la propia estructura del ciclo permita. Las restricciones son las siguientes:

- La presión a la salida de una turbina será mayor que a la salida de la siguiente turbina. Este error es difícil de cometer debido a que se observa con facilidad.
- En un precalentador es el sangrado el que tiene que ceder calor al flujo de agua proveniente del condensador y no al revés. Es decir, la temperatura del sangrado debe ser mayor que la temperatura del agua proveniente del condensador. Este problema es el que más surge, debido a que es difícil de detectar antes de que el programa nos avise.

Los valores de presiones y porcentajes de sangrado óptimos serán los que hagan máximo el rendimiento. Para el cálculo del rendimiento debemos introducir un gasto másico de agua cualquiera. De este valor no depende el rendimiento, pero para poder visualizarlo es necesaria la asignación de este parámetro.

Una vez implementada cada estructura del ciclo escogeremos la que mejores rendimientos presente.

A continuación se muestran los diferentes diseños simulados, con los valores de presiones y porcentajes de sangrado óptimos y el rendimiento conseguido.

En el **Anexo II** se presentan las características de cada diseño y más información sobre las propiedades del agua en el cuerpo de turbinas.

### 1<sup>er</sup> Diseño: Ciclo regenerativo (un precalentador)

La primera simulación consiste en un ciclo con un sangrado. El agua del condensador es precalentada gracias al vapor extraído de las turbinas. Este diseño está muy alejado de la realidad ya que normalmente se usan ciclos más regenerativos y se precisa de un desgasificador que nos permita extraer el aire que haya podido entrar en el circuito.

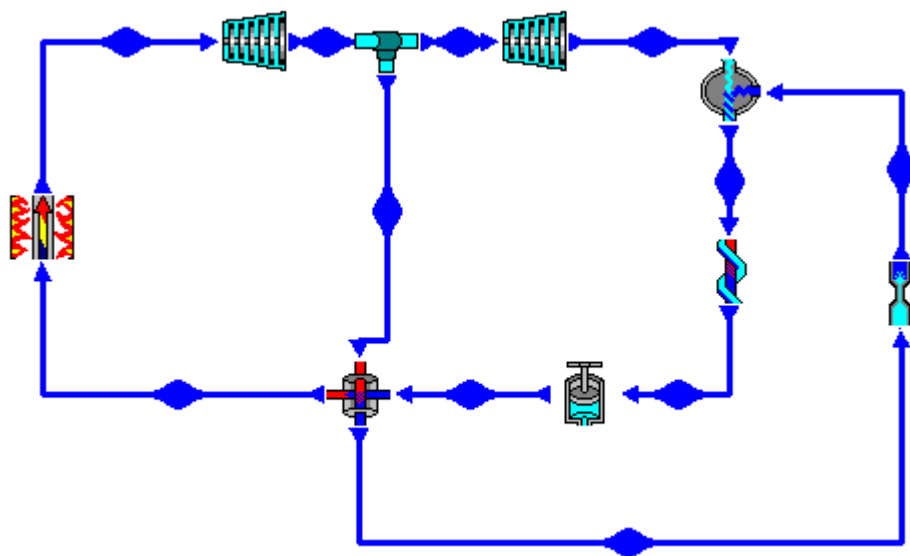


Ilustración 49: Esquema primera simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento	Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión		
1 <sup>a</sup> Simulación	2	40/21 bares	1	7	40 bares	No	14.05%

**Nota:** Los valores de las presiones a la salida de las turbinas se dan en el orden en el que son atravesadas. Ej. (40/21 bares) La presión a la salida de la primera turbina es de 40 bares y la presión a la salida de la segunda turbina es de 21 bares.

## 2º Diseño: Ciclo regenerativo (un precalentador y un desgasificador)

El segundo diseño tiene un precalentador a menos presión que el desgasificador.

Este diseño ya tiene los elementos básicos necesarios en cualquier ciclo.

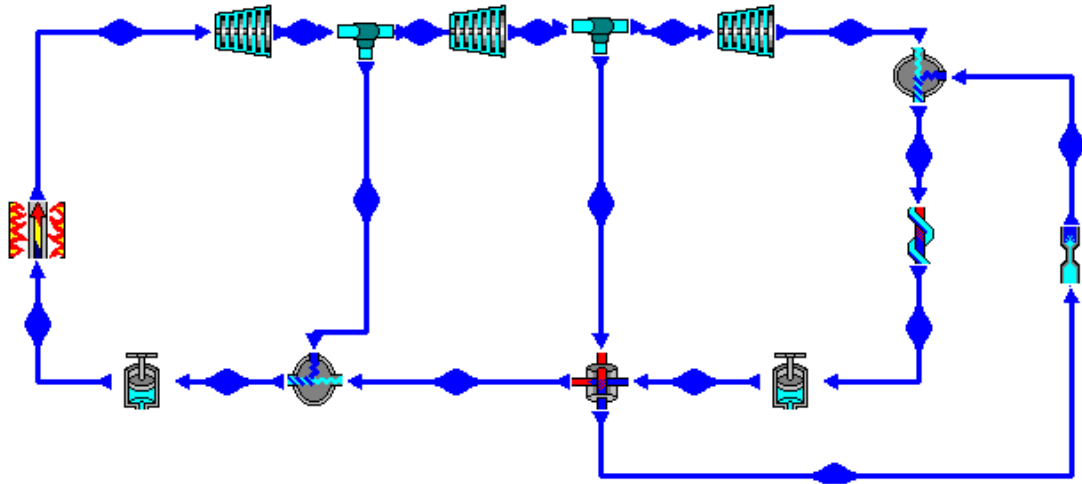


Ilustración 50: Esquema segunda simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento	Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión		
2ª Simulación	3	30/26/21 bares	1	13	30 bares	No	14.60%
			2	4	26 bares		

Como se observa, se ha conseguido aumentar el rendimiento. Este modelo sería conveniente frente al anterior, ya que, a pesar de contar con más elementos, podríamos generar más energía a partir del mismo foco caliente.

### 3º Diseño: Ciclo regenerativo (dos precalentadores y un desgasificador)

El tercer diseño consiste en un ciclo con un desgasificador a más presión que dos precalentadores. En total contamos con seis niveles de presión.

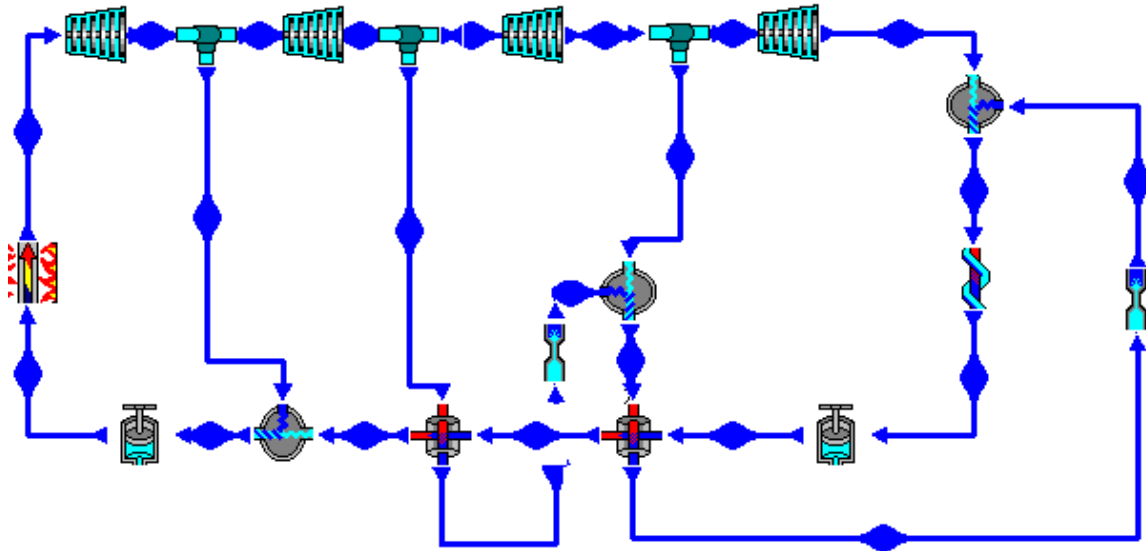


Ilustración 51: Esquema tercera simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento	Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión		
3ª Simulación	4	40/39/28/21 bares	1	10	40 bares	No	14.88%
			2	4	39 bares		
			3	5	28 bares		

A pesar de haber aumentado el número de elementos del ciclo, no hemos conseguido elevar notablemente el rendimiento. Si se siguiera haciendo sangrados el rendimiento no crecería significativamente, por lo que en el siguiente diseño introduciremos un recalentamiento.

#### 4º Diseño: Ciclo con recalentamiento y regenerativo (dos precalentadores y un desgasificador)

En este diseño se ha incorporado un recalentador. Éste está a una presión menor que el desgasificador. A menor presión que el desgasificador encontramos otros un precalentador. Y la misma presión que el recalentamiento otro precalentador.

Cuando a la misma presión coexisten un recalentador y un sangrado se hace primero el sangrado. Esto es así porque para precalentar el agua se usa el calor residual del gasto másico que sangramos, por lo que no es eficiente calentar un gasto másico que no va a atravesar turbinas.

Si existe un recalentador, el desgasificador se coloca después de éste, para expulsar el aire que puede haberse introducido en la zona de baja presión.

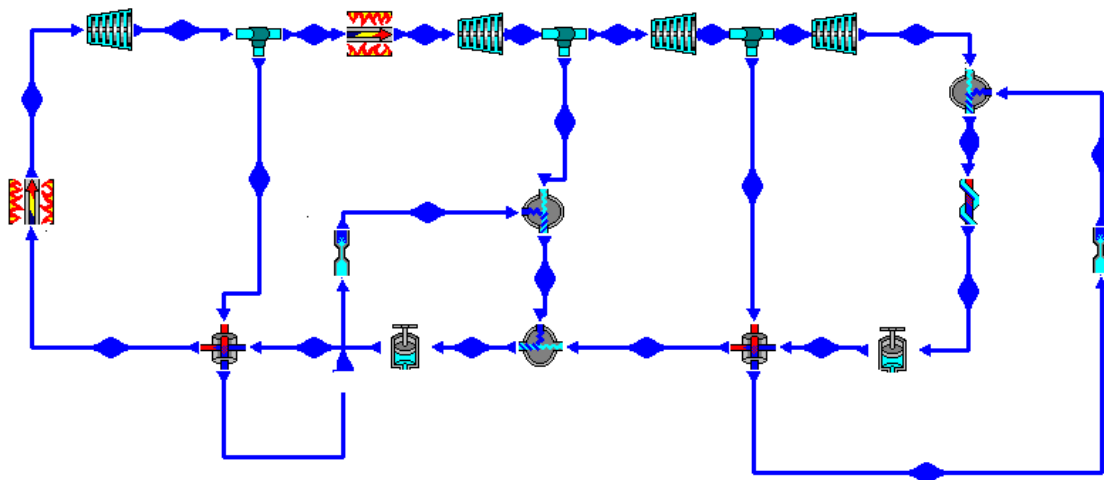


Ilustración 52: Esquema cuarta simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento		Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión			
4ª Simulación	4	21/3/0.4/0.06 bares	1	8	21 bares	Si	21 bares	37.06%
			2	2	3 bares			
			3	2	0.4 bares			

Gracias al recalentamiento se ha conseguido duplicar el rendimiento térmico de la central. Esto explica que todas las centrales cuyo foco caliente sea de media temperatura precisen de un recalentamiento.



### 5º Diseño: Ciclo con recalentamiento y regenerativo (tres precalentadores y un desgasificador)

En este diseño se tiene un precalentador a alta presión, un precalentador y un recalentamiento a media presión, un desgasificador a menor presión que el recalentador y a más baja presión que el desgasificador otro precalentador.

En total se realizan cuatro sangrados.

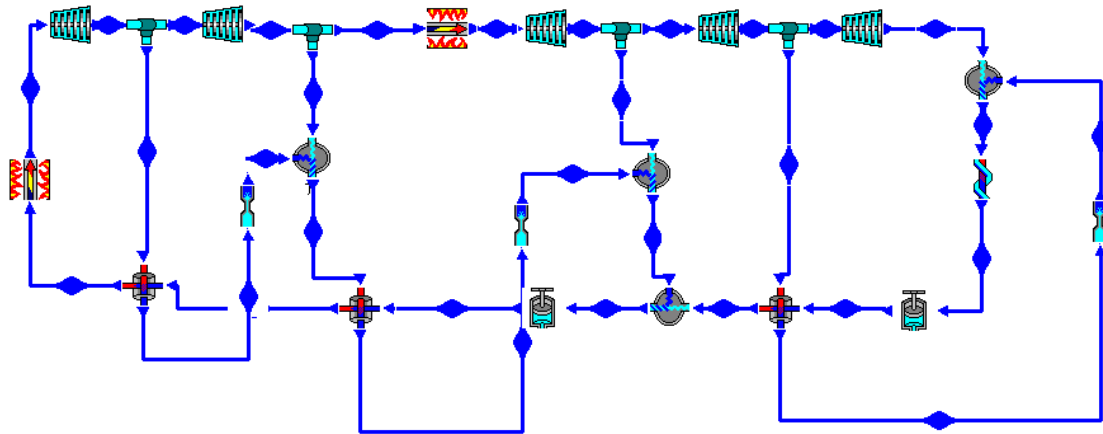


Ilustración 53: Esquema sexta simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento		Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión			
5ª Simulación	5	28/21/3.5/0.2/0.06 bares	1	10	28 bares	Si	21 bares	39%
			2	3	21 bares			
			3	15	3.5 bares			
			4	4	0.2 bares			

## 6º Diseño: Ciclo con recalentamiento y regenerativo (cuatro precalentadores y un desgasificador)

En este diseño hemos añadido otro precalentador. En total se realizan cinco sangrados.

El ciclo tiene un precalentador a alta presión, un precalentador y un recalentamiento a media presión, un desgasificador a menor presión que el recalentador y a más baja presión que el desgasificador otros dos precalentadores.

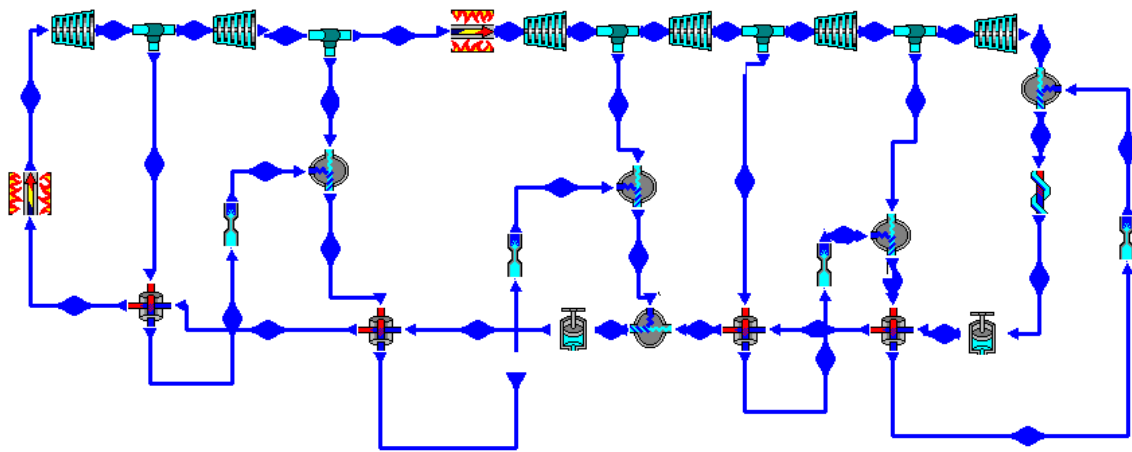


Ilustración 54: Esquema sexta simulación (Fuente: propia)

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento		Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión			
6ª Simulación	6	42.3/21/5/0.5/0.15/0.06 bares	1	9	42.3 bares	Si	21 bares	39.35%
			2	6	21 bares			
			3	10	5 bares			
			4	4.5	0.5 bares			
			5	3	0.15 bares			

Se ha aumentado el rendimiento con este ciclo. Si lo comparamos con los ciclos comerciales que más rendimientos obtienen, todavía podríamos realizar algún otro sangrado. Sin embargo el software no es capaz de realizar ciclos más complejos que el de este último modelo, encontrando ya problemas al intentar buscar el rendimiento térmico máximo que nos permitía su estructura.

## 7º Diseño: Ciclo con recalentamiento y regenerativo (cinco precalentadores y un desgasificador)

Este diseño es una simplificación de los ciclos que se están usando comercialmente.

Consta de 6 sangrados, de los cuales uno conduce a un desgasificador.

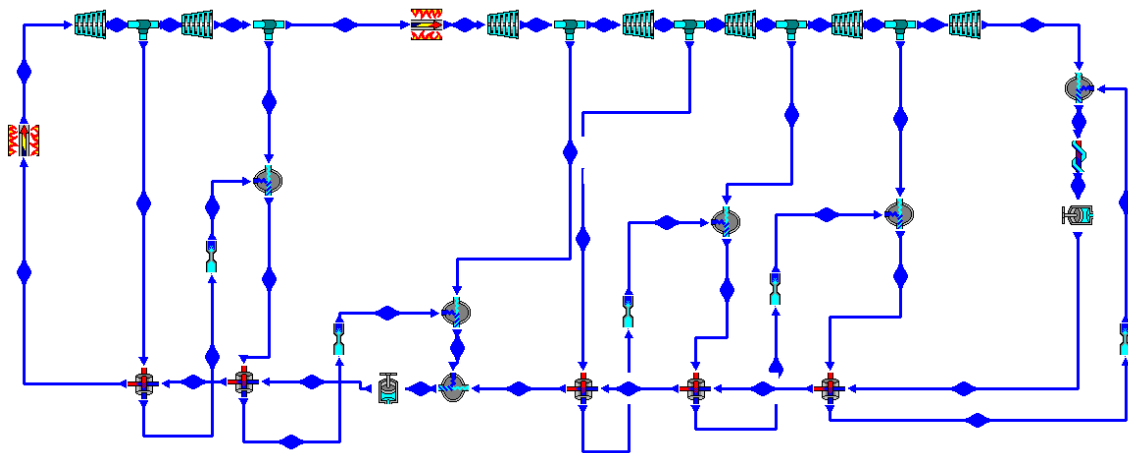


Ilustración 55: Esquema séptima simulación (Fuente: propia)

Como se ha comentado, Cyclepad no tiene capacidad suficiente para simularlo, pero dado a que todos los parámetros que estamos variando corresponden al cuerpo de turbinas, se puede dividir el ciclo en dos partes. Una de ellas corresponderá a las turbinas, y la otra al precalentamiento del agua.

El ciclo quedará dividido por la siguiente zona.

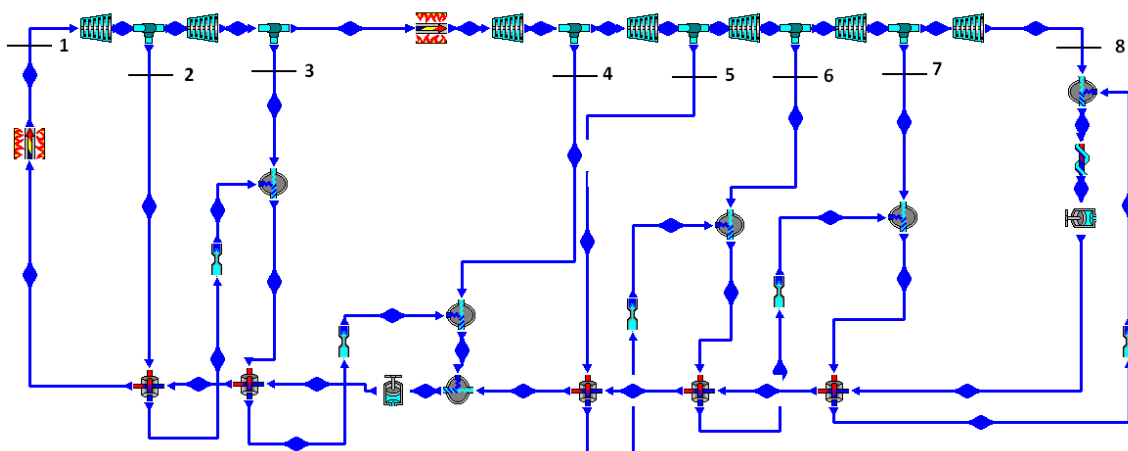


Ilustración 56: División del ciclo (Fuente: propia)

Se construirá así un nuevo ciclo que simule solo la parte superior. De esta parte conocemos el punto 1, que se trata de las propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal.

Imponiendo presiones a la salida de cada turbina y porcentajes de sangrado obtendremos los datos necesarios para la parte inferior. Estos datos corresponden tanto a los 6 sangrados que se están realizando, como al caudal que va hacia el condensador.

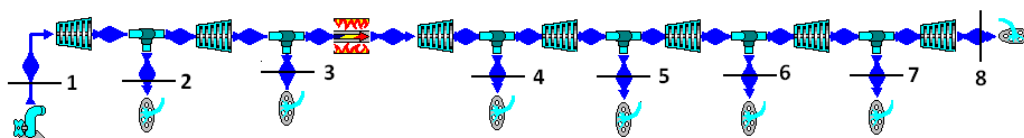


Ilustración 57: Parte superior (Fuente: propia)

Se introducirán dichos datos en otro ciclo que simulará solo la parte inferior. Si Cyclepad detectara algún problema respecto a las temperaturas en los precalentadores deberemos variar los parámetros tomados en el apartado anterior y volver a introducir los mencionados (los puntos 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8) en el ciclo que simula la parte inferior.

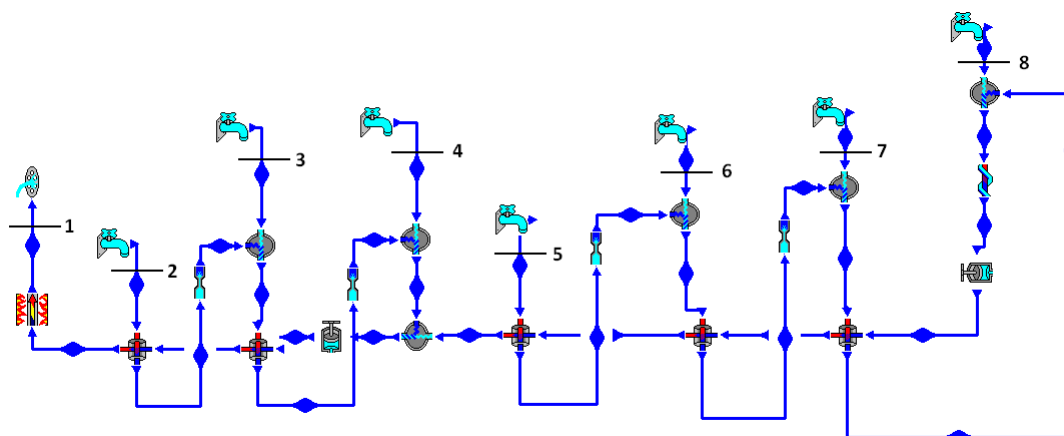


Ilustración 58: Parte inferior (Fuente: propia)

Una vez se obtenga una serie de valores que no den error se variarán hasta encontrar el rendimiento máximo posible. Los valores de presiones y porcentaje de sangrado que maximizan el rendimiento son los siguientes:

Presiones (bares): 120-105-42.3-21-19-11-4-1-0.4-0.06

Sangrado: 9.4%-6.5%-5.8%-7%-5.5%-6%

Para el cálculo del rendimiento se necesita saber la potencia cedida en cada turbina, la potencia absorbida por cada bomba y el calor cedido por cada generador de vapor. Estos datos se obtienen de las dos simulaciones de Cyclepad, y se introducen en la siguiente fórmula:

$$\eta_t = \frac{W_{turbina} - W_{bombas}}{Q_1 + Q_2}$$

$$W_{turbina} = 52967KW$$

$$W_{bombas} = 820.8 KW$$

$$Q_1 = 108834 KW$$

$$Q_2 = 22504 KW$$

$$\eta_t = 39.7 \%$$

El rendimiento no depende del gasto másico. Por lo que los calores y potencias usados para su cálculo no son los que se producen en una central de 50MWe.

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento		Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión			
<b>7ª Simulación</b>	7	42.3/21/11/4/1/0.4/0.06 bares	1	9.4	42.3 bares	Si	21 bares	39.7%
			2	6.5	21 bares			
			3	5.8	11 bares			
			4	7	4 bares			
			5	5.5	1 bares			
			6	6	0.4 bares			

En la siguiente tabla se muestran los resultados de cada simulación:

	Turbinas		Sangrados			Recalentamiento		Rendimiento
	Nº	Presión a la salida	Nº	%	Presión			
1ª Simulación	2	40/21 bares	1	7	40 bares	No		14.05%
2ª Simulación	3	30/26/21 bares	1	13	30 bares	No		14.60%
			2	4	26 bares			
3ª Simulación	4	40/39/28/21 bares	1	10	40 bares	No		14.88%
			2	4	39 bares			
			3	5	28 bares			
4ª Simulación	4	21/3/0.4/0.06 bares	1	8	21 bares	Si	21 bares	37.06%
			2	2	3 bares			
			3	2	0.4 bares			
5ª Simulación	5	28/21/3.5/0.2/0.06 bares	1	10	28 bares	Si	21 bares	39%
			2	3	21 bares			
			3	15	3.5 bares			
			4	4	0.2 bares			
6ª Simulación	6	42.3/21/5/0.5/0.15/0.06 bares	1	9	42.3 bares	Si	21 bares	39.35%
			2	6	21 bares			
			3	10	5 bares			
			4	4.5	0.5 bares			
			5	3	0.15 bares			
7ª Simulación	7	42.3/21/11/4/1/0.4/0.06 bares	1	9.4	42.3 bares	Si	21 bares	39.7%
			2	6.5	21 bares			
			3	5.8	11 bares			
			4	7	4 bares			
			5	5.5	1 bares			
			6	6	0.4 bares			

Como se observa es el recalentamiento lo que hace que el rendimiento aumente notablemente, sobrepasando el doble del rendimiento que un ciclo sin recalentamiento.

Aun así la regeneración es igualmente importante, consiguiendo aumentar el rendimiento, mediante un sistema de precalentadores en casi un 3%.

Como el ciclo de la 7ª simulación es el que mejor rendimientos presenta, vamos a analizar este ciclo.

En primer lugar se va a calcular el caudal de agua necesario para generar los 50MW. Para el cálculo se variará dicho valor hasta obtener la potencia generada deseada.

$$m: 57.4 \text{ kg/s}$$

A continuación se determina cada punto característico:

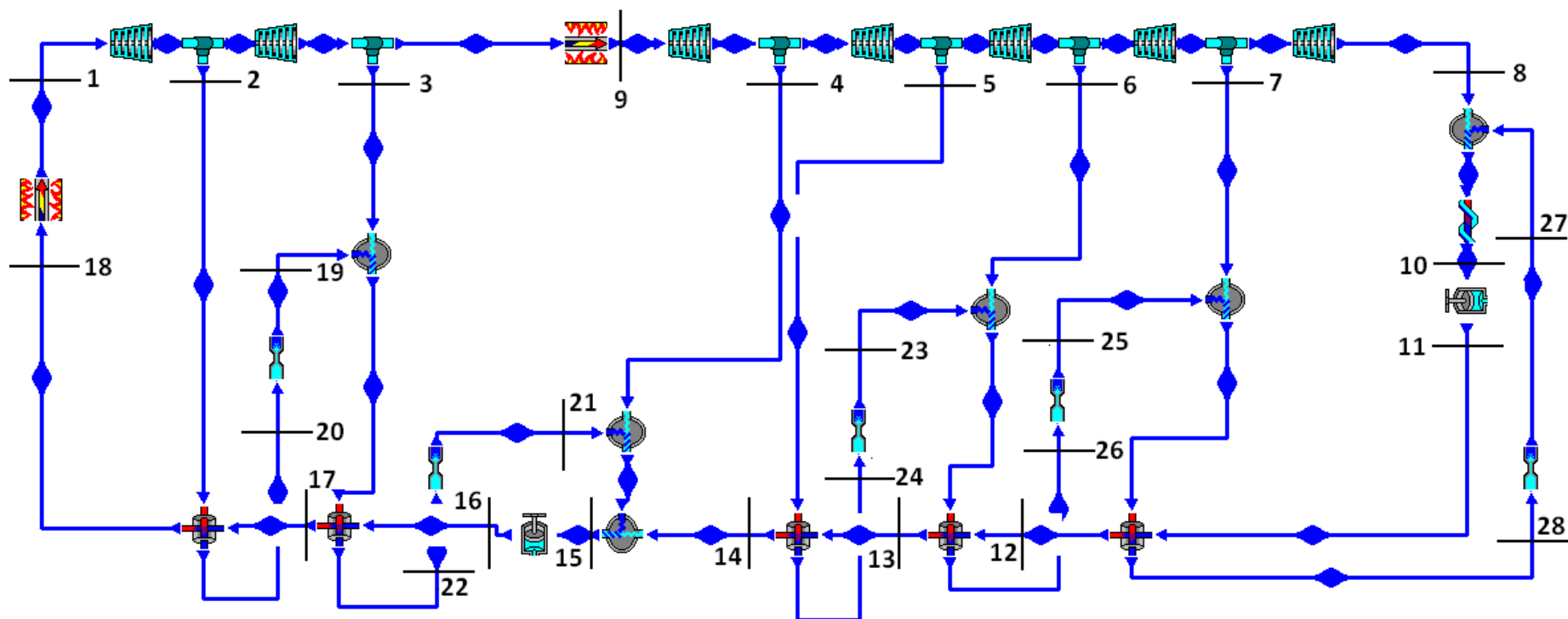


Ilustración 59: Puntos característicos del ciclo (Fuente: propia)



Punto	Presión (bares)	Temperatura (°C)	$\dot{m}$ (Kg/s)	h (KJ/Kg)
1	105	380	57.4	3019
2	42.3	265.3	5.4	2841
3	21	214.9	3.38	2722
4	11	311.3	2.82	3072
5	4	205.2	3.21	2871
6	1	99.63	2.34	2647
7	0.4	75.88	2.42	2520
8	0.06	36.17	37.84	2294
9	19	380	48.62	3205
10	0.06	36.17	45.81	151.4
11	11	36.23	45.81	152.7
12	11	66.96	45.81	281.2
13	11	97.23	45.81	408.2
14	11	134.7	45.81	566.9
15	11	175.6	57.4	744
16	120	177.4	57.4	757.6
17	120	205.4	57.4	880.9
18	120	241.3	57.4	1044
19	21	214.9	5.4	1103
20	42.3	253.7	5.4	1103
21	11	184.1	8.78	920
22	21	214.9	8.78	920
23	1	99.63	3.21	604.9
24	4	143.6	3.21	604.9
25	0.4	75.88	5.55	417.5
26	1	99.63	5.55	417.5
27	0.06	36.17	7.97	317.6
28	0.4	75.88	7.97	317.6



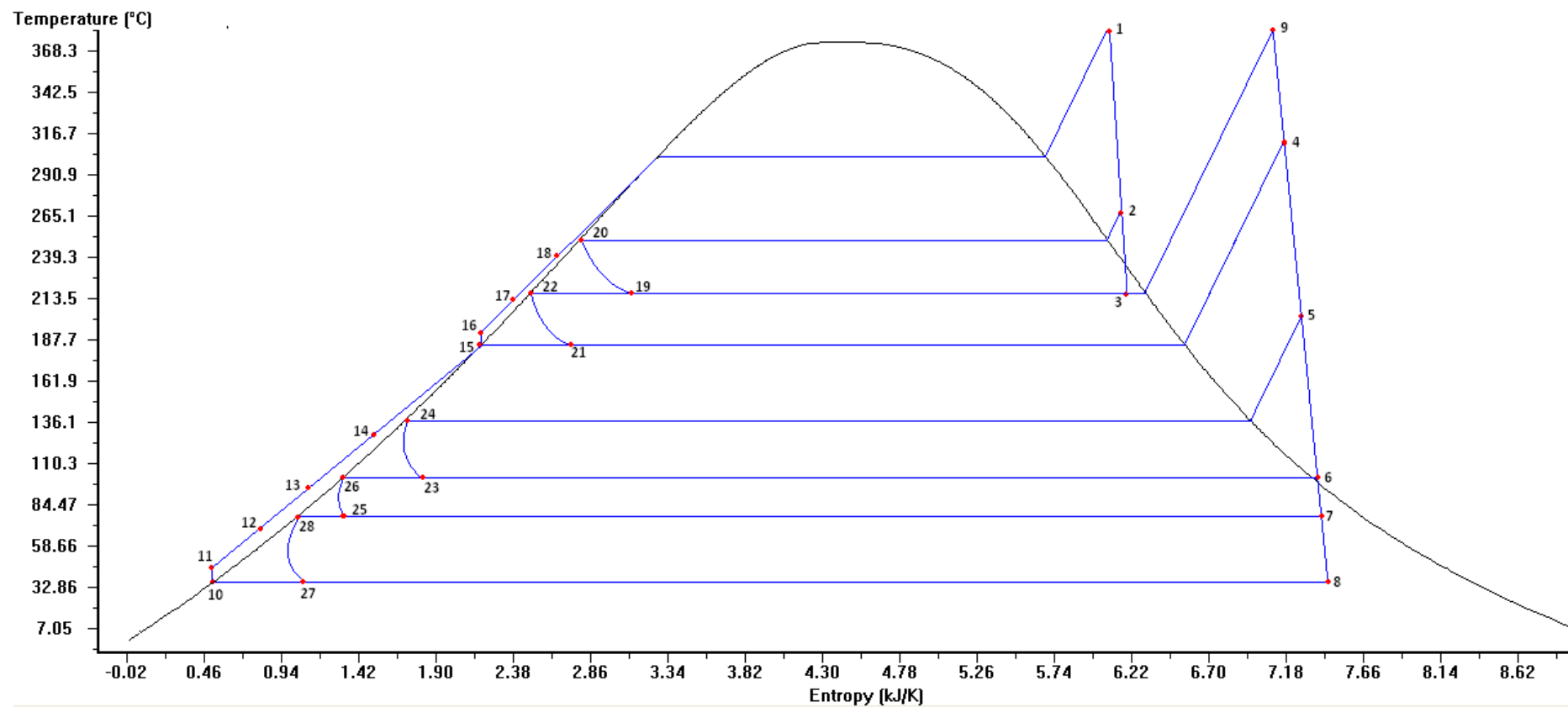


Ilustración 60: Diagrama TS del ciclo Rankine (Fuente: Propia)

Para concluir con este capítulo analizaremos los resultados obtenidos.

En cada estructura el rendimiento máximo se alcanza expandiendo el vapor entrando incluso en la campana de saturación.

El recalentamiento permite expandir aún más el vapor, ya que nos desplaza hacia la derecha en el diagrama Ts y la distancia a expandir aumenta notablemente, consiguiendo que la temperatura a la que empieza a condensar el vapor disminuya. Esta es la razón de que el recalentamiento afecte tanto al rendimiento.

En los ciclos en los que no recalentábamos el vapor, las turbinas solo expandían hasta los 21 bares; sin embargo en los ciclos con recalentamiento, este se realiza a los 21 bares y posteriormente se expande hasta los 0.06, donde el vapor ya está condensando.

Los precalentamientos que se producen al agua condensada son también muy importantes para el ciclo, no tanto por aumentar su rendimiento, sino por conseguir que el salto térmico necesario en el aceite no sea superior a los 100°C.

Sin embargo no se puede suponer un valor de sangrado óptimo a priori, ya que un aumento del porcentaje disminuirá la potencia generada (disminución del rendimiento) y aumentará la temperatura del condensado (aumento del rendimiento), por lo que para averiguar el óptimo se deberá tantear distintos valores, siempre que la temperatura a la entrada del generador de vapor permita la limitación de la temperatura mínima del aceite.

Otra conclusión a la que se ha llegado a partir de las simulaciones realizadas es la siguiente: los precalentadores buscan aumentar la temperatura del condensado gradualmente, por lo que su distribución es importante. Lo recomendable es que el salto térmico sea grande en todos los precalentadores. Para ello lo mejor es que se sitúen equidistantemente entre ellos (en cuanto a temperaturas del vapor sangrado).

A pesar de haber justificado los ciclos que se están usando comercialmente en la actualidad, los datos de rendimientos obtenidos en este apartado son en casos de plena carga. En cambio estos son momentos aislados y a menudo la caldera debe ayudar al campo solar.

El operador, entre otras decisiones que toma, debe activar la contribución de la caldera, por lo que rara vez se está trabajando en el punto óptimo. Por ello es preciso de un sistema avanzado de control que permita, de manera automática, activar la caldera cuando el aceite no alcance la mayor temperatura posible.

## 4. Centrales termosolares en el marco legal

Tal y como se estableció en el RD 661/2007 se considera energía eléctrica de régimen especial a la generada en instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50MW y en los siguientes casos:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.
- Cuando se genere en instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Este tipo de energía tiene prioridad frente a las de régimen ordinario, por lo que si la materia prima lo permite (viento, sol, etc.) será este tipo de energía el que primero se genere, y el resto de lo que pide la demanda será ofrecido por energías de régimen ordinario. Sin embargo la prioridad de las energías de régimen especial no siempre puede ser llevada a cabo, ya que se debe garantizar el suministro eléctrico y dado a que muchas de estas energías no son gestionables, se precisan de centrales convencionales para responder en caso de variación de la demanda.

Las centrales termoeléctricas son consideradas de régimen especial.

Además se pueden clasificar las centrales en gestionables o no gestionables. La energía gestionable es la que es capaz de generar según las ordenes de Operador del Sistema (Red Eléctrica de España) o que tiene capacidad de almacenamiento. La solar termoeléctrica con almacenamiento e hibridada, normalmente con Gas Natural, es considerada gestionable, sin embargo esta contribución estaba limitada en términos de energía calorífica en un principio al 12 o 15% del total anual (según la tarifa escogida).

Si se quiere un sistema eléctrico más respetuoso con el medio ambiente se debe apostar por la energía renovable y gestionable.

Las plantas termosolares cumplen con estos requisitos, pero la gestionabilidad debe ser verificada a través de la realización de una prueba elaborada por el Operador del Sistema, encargado de coordinar la demanda y la generación.

Para fomentar el uso de energía renovables se redactaron anteriormente varios decretos (R.D 54/1997, R.D 2818/1998, R.D 1432/2002 y R.D 436/2004) pero el que impulsó definitivamente la generación termosolar fue el R.D 661/2007 anteriormente nombrado, mediante un sistema de primas para la generación de régimen especial.

Uno de los objetivos que perseguía el R.D 661/2007 era llegar a los 500 MW de potencia termosolar instalada. Para la obtención de las primas de las centrales termosolares existían dos opciones con los siguientes valores para los primeros 25 años de operación (a partir de entonces se aplicaría una reducción del 20%):

- Tarifa Regulada: 26.9375 c€/KWh
- Mercado: precio del mercado en cada hora + 25.4 c€/KWh ( Estableciendo un techo de retribución de 34.4 c€/KWh y un suelo de retribución de 25.4038 c€/KWh)

La opción de mercado solía ser la más acertada, ya que rara vez quedaba por debajo de la opción de tarifa regulada, aunque se tenía que tener en cuenta que si no se producía la electricidad programada existían penalizaciones. Además la opción escogida debía mantenerse durante al menos un año.

Estas tarifas fueron aumentándose debió a la inflación.

Lo que al principio resultó un importante impulso a las renovables y en particular a la termosolar, supuso el temor de grandes pérdidas económicas del sistema eléctrico, conocido como déficit del sistema eléctrico, que no es más que la diferencia entre los ingresos por la venta de electricidad y los costes de todo el sistema eléctrico. El objetivo del anterior decreto, en cuanto a la potencia termosolar instalada, se había superado y con creces.

Para reducir la cantidad de primas de las renovables se escribió el R.D 6/2009 donde se creó el llamado Registro de Preasignación de Retribución, que limitaba las centrales que podían obtener dichas primas a las que a la fecha cumplieran una serie de requisitos: autorización administrativa, licencia de obras, permiso de conexión a la red, derecho de uso de agua, demostración de compromiso de compra del 50% de los equipos, disposición del 50% de la financiación necesaria así como un aval que perderían si no se realizaba el proyecto una vez asignado.

Sin embargo esto no fue suficiente para acabar con el déficit. Un año después se redactó el R.D 1614/2010, donde se estableció el número de horas equivalentes de

referencia anuales que recibirían primas. El número de horas equivalentes se comprobaría a finales de año, debiendo devolver el exceso de horas primadas los titulares de las instalaciones.

Las horas equivalentes para cada tipo de central solar termoeléctrica vienen representadas en la siguiente ilustración:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Cilindro-parabólico sin almacenamiento	2.855
Cilindro-parabólico con almacenamiento de 9 h.	4.000
Cilindro-parabólico con almacenamiento de 7 h.	3.950
Cilindro-parabólico con almacenamiento de 4 h.	3.450
Torre vapor saturado	2.750
Torre sales con almacenamiento de 15 h.	6.450
Fresnel	2.450
Disco "Stirling"	2.350

Ilustración 61: Número de horas equivalentes de referencia según R.D 1614/2010 [1]

Además las centrales termosolares deberían vender su energía neta con la opción de tarifa regulada durante su primer año de funcionamiento pudiendo contribuir con un 15% de la energía calorífica mediante Gas Natural.

Por desgracia, el déficit no hizo más que aumentar llegando a superar los 23.000 millones de euros a principios del 2012 por lo que el gobierno publicó un nuevo decreto, R.D. 1/2012, donde se anulaban todas las primas para centrales termosolares que aún no estuvieran preasignadas.

La rentabilidad de las centrales termosolares gracias al sistema de primas eran, demostradamente, rentables. Sin embargo, hoy por hoy no es rentable si compiten a precio de mercado.

Se preveía que, con la ayuda de las primas y gracias a la curva de la experiencia y al encarecimiento de los combustibles fósiles, la termosolar comenzara a ser rentable, independientemente de las primas, a partir de 2015.

El objetivo del último decreto nombrado, es la eliminación del déficit para el año 2013.

Sin embargo hay quien considera absurda esta ley ya que el déficit seguirá aumentando y la culpa no la tienen las energías renovables. Es el caso de la asociación

Protermosolar, que redactó una propuesta a la CNE (Comisión Nacional de Energía) para reducir el déficit. Esta propuesta se adjunta en el **Anexo III**.

Pocos días antes de la redacción de este decreto Luis Crespo, Secretario General de Protermosolar hablaba sobre la situación de déficit que vivía el sistema eléctrico:

*“El conjunto de todas las primas a las renovables representan el 15% del coste del sistema; es aconsejable buscar las causas del déficit en el otro 85% del coste.*

*Las renovables aportan grandes beneficios directos de ahorro de importaciones de gas, de derechos de emisión y además reducen significativamente la remuneración a todo el parque generador abaratando el coste de la electricidad. Todo ello es de mayor peso que las primas recibidas. Por ello, no puede sostenerse que las renovables son las responsables del encarecimiento de los costes del sistema y, mucho menos, la termosolar, que hasta ahora ha recibido solo el 0,3% de las primas acumuladas a las renovables.*

*Las centrales termosolares estarán proporcionando en 2014 ahorros de 300 millones en importaciones de gas, de 60 millones en derechos de emisión e induciendo una rebaja en el precio del pool equivalente a 500 millones anuales. Además, estarán contribuyendo con sus inversiones privadas al PIB, a la reducción del déficit público y al empleo en cantidad superior a las primas recibidas.”*

Sin embargo se equivocaba al decir que:

*“Todos estos números los tiene claros el nuevo Gobierno. Es improbable que adquiera la creencia de que el principal problema del déficit tarifario es la termosolar, y de que se debe actuar a corto plazo sobre ella”*

Con solo 4 días de diferencia el nuevo Gobierno aprobó el decreto que puso fin a las primas de la termosolar entre otras renovables.

## 5. Economía y costes

El análisis económico y de costes es de difícil realización debido a que esta tecnología puede considerarse incipiente y la obtención de datos ha resultado imposible.

Sin embargo parece interesante poder comparar los datos actuales con el avance que claramente se producirá y que será observable de aquí a unos años, por lo que se van a analizar los estudios encargados o realizados por entidades como IDAE, BCG, ESTELA, IEA, ATKearney, Protermosolar o Deloitte, que son de carácter público y cuyos resultados se exponen aquí.

### 5.1. Análisis de costes

Se parte de los estudios que han sido llevadas a cabo por IDAE y BCG en el año 2010. [1]

Según estos estudios los costes de inversión estimados para una central solar termoeléctrica CCP, mediante la modalidad de contrato llave en mano son:

- Para centrales que dispongan de sistema de almacenamiento de una capacidad de 7 horas 6.93 M€/MW.
- Para centrales sin sistema de almacenamiento 5.08 M€/MW.

Las centrales que disponen de SAT incrementan sus costes de inversión respecto a los sistemas sin almacenamiento; pero sin embargo aumentan sus horas netas de funcionamiento y por tanto la rentabilidad del proyecto. Además dotan a la central de gestionabilidad eléctrica.

El desglose aproximado de la inversión es el que se muestra en la siguiente ilustración:

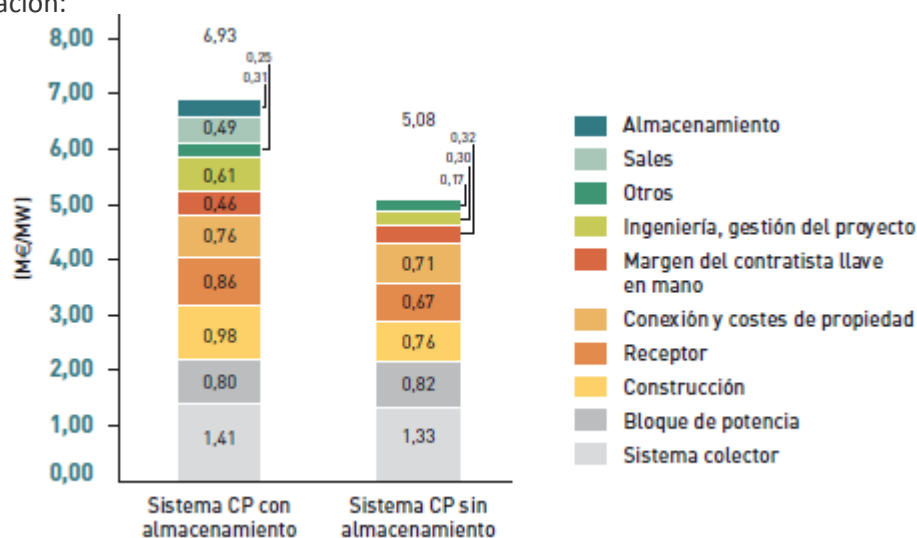


Ilustración 62: Costes de inversión en 2010 para instalaciones de captadores cilindro-parabólicos [1]

En la partida otros costes se incluyen principalmente licencias, tasas y costes de conexión.

Los costes de operación y mantenimiento anuales en el año 2010 fueron los siguientes:

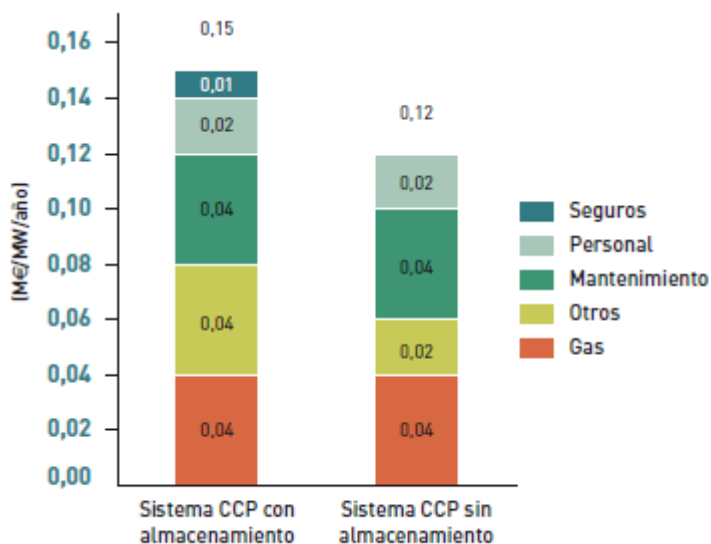


Ilustración 63: Costes de operación y mantenimiento anuales en el año 2010 para centrales solares termoeléctrica CCP [1]

Este estudio concluye que el coste de las centrales con SAT puede reducirse hasta alcanzar el que actualmente tiene las centrales sin SAT, es decir, una reducción del 28%, como muestra la siguiente gráfica:

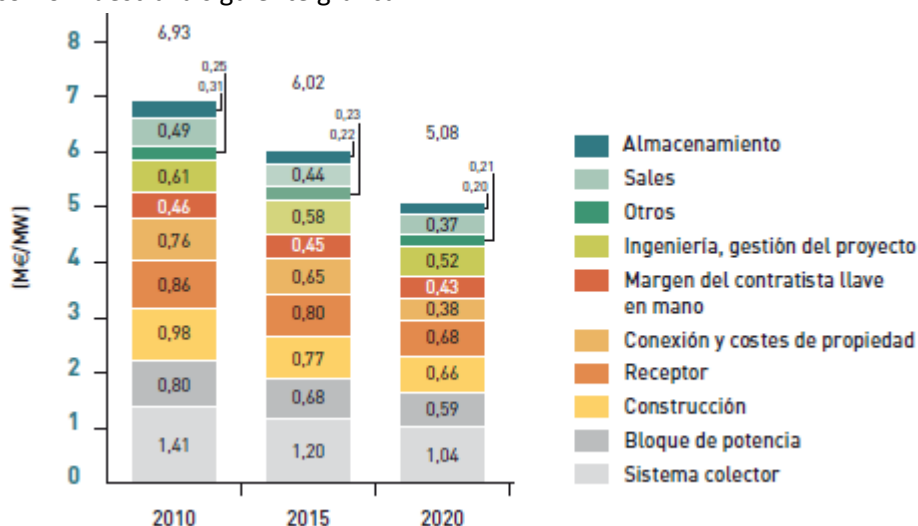


Ilustración 64: Evolución de costes de inversión de una central solar termoeléctrica CCP con SAT [1]



Sin embargo existen estudios más optimistas como el encargado por la asociación Europea Estela y llevado a cabo por ATKearney [7] que llegaron a la conclusión de que la reducción de costes de inversión desde el 2010 al 2020 sería de entre el 35 y el 50% dependiendo de la tecnología empleada. Este estudio presenta una gráfica de reducción de costes que puede observarse en la ilustración 26 que se adjuntó en unos capítulos anteriores.

En cuanto a los costes de generación de electricidad mediante centrales solares termoeléctricas CCP, los datos aquí mostrados corresponden a un estudio realizado por la IEA [12] en el 2010 que dice que el coste de generación de electricidad en España, estimado para toda la vida de una planta solar termoeléctrica va desde los 200 USD/MWh (160€/ MWh) a los 295 USD/MWh (235€/ MWh). La sí o no disposición de SAT no influye en el coste de generación del MWh, sino en la capacidad de generación de la central (horas en funcionamiento). El coste real depende casi en su totalidad de la radiación disponible en cada zona.

En la siguiente ilustración extraída del estudio que ATKearney realizó para ESTELA [7] se puede observar como varía este coste de generación según la región, comparándolo con España.

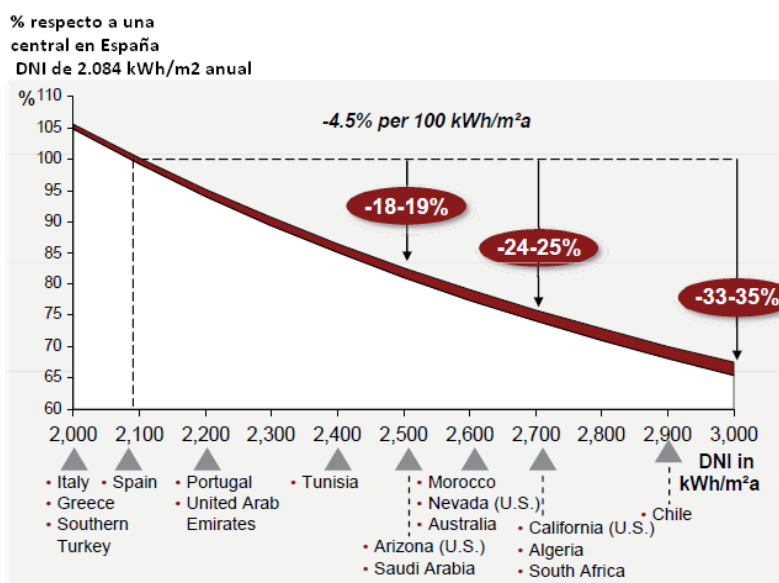
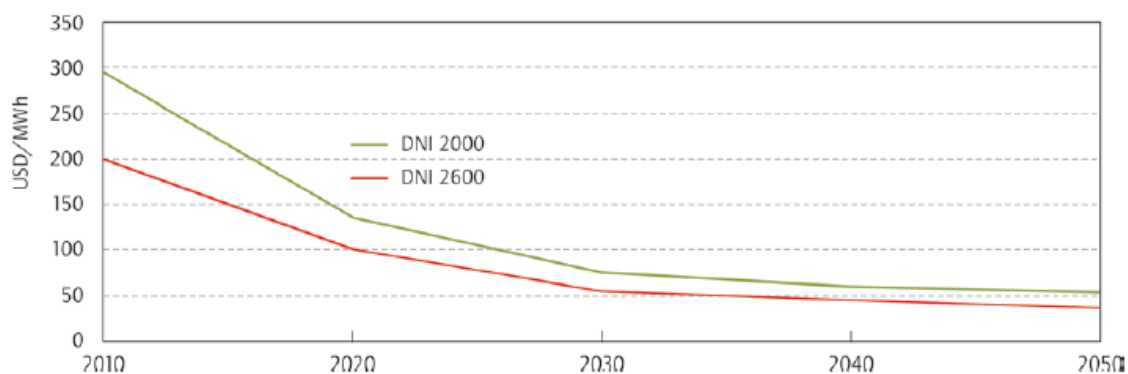


Ilustración 65: Coste de generación según localización de la central [7]

Este coste es muy elevado respecto a las centrales térmicas convencionales. Sin embargo el estudio de IDAE [1] presenta una curva de coste de generación que muestra cómo va a ir disminuyendo su precio.

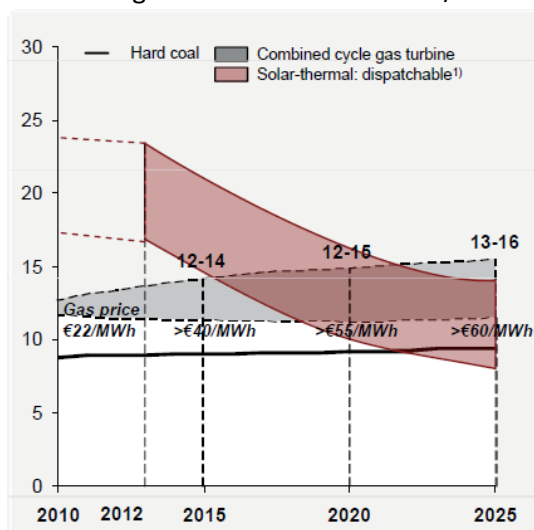


**Ilustración 66: Evolución prevista del coste de generación eléctrica mediante centrales CCP, en USD/MWh respecto a dos niveles de radiación directa en KWh/m<sup>2</sup> anual [1]**

Este estudio concluye con que la generación eléctrica mediante este método será de coste similar a los sistemas que usamos en la actualidad a partir de 2020 (en los momentos pico de generación) y a partir de 2025 (para los momentos valle); teniendo en cuenta el aumento del precio de combustible anualmente y el aumento de este en los momentos pico.

Estos resultados coinciden con los obtenidos en el estudio de ATKearney [7] que se pueden ver en la siguiente ilustración:

**Costes de generación eléctrica en c€/KWh**



**Ilustración 67: Competitividad de la térmica solar con la generación convencional [7]**

Además nos permite comparar estos costes de generación con otros métodos de generación renovable como la eólica o la fotovoltaica.

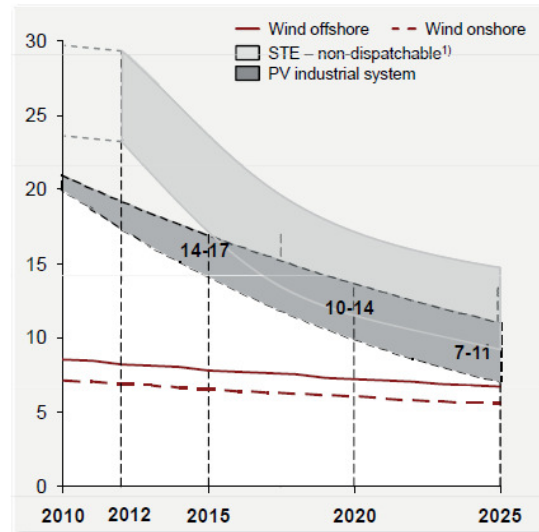


Ilustración 68: Comparación costes de generación termosolar con otras renovables [7]

## 5.2. Estudio macroeconómico

El estudio de mayor envergadura que se ha desarrollado sobre las repercusiones macroeconómicas del sector termosolar en España fue encargado por Protermosolar y realizado por Deloitte a finales de 2011 [13].

En primer lugar se realiza una estimación de la contribución al PIB por parte de este sector.

La contribución al PIB puede desglosarse en contribución durante la fase de construcción y contribución durante la fase de operación y mantenimiento. Estas fases incluyen las siguientes actividades:

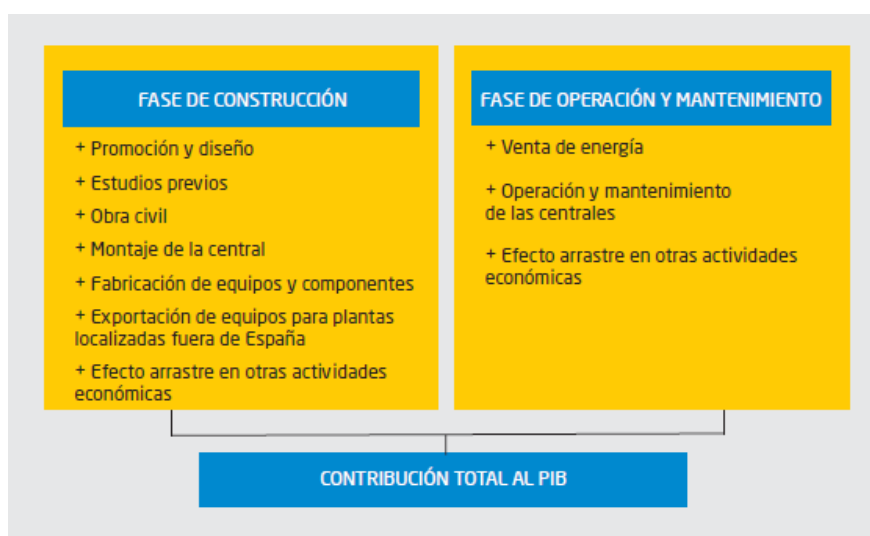


Ilustración 69: Actividades incluidas en la fase de construcción y operación y mantenimiento [13]

Para estimar la contribución directa al PIB se realizó un cuestionario a las empresas promotoras que hacía referencia a: la estructura de inversión de la central, a la cuenta de resultado de la explotación, al empleo directo, al esfuerzo en I+D+i y a la presencia internacional.

El cuestionario fue completado por 12 empresas promotoras de este tipo de centrales, que representan aproximadamente el 64% de las empresas que se dedican a esta actividad en España.

Las tecnologías estudiadas incluyen tanto centrales CCP como de torre, con o sin SAT.

También se recogieron datos de todas las centrales operativas y en construcción en España, y se realizó otro cuestionario a diferentes empresas fabricantes de componentes y servicios específicos del sector.

Con estos datos se realizó una tabla que muestra la inversión en centrales tipo CCP durante el año 2010:

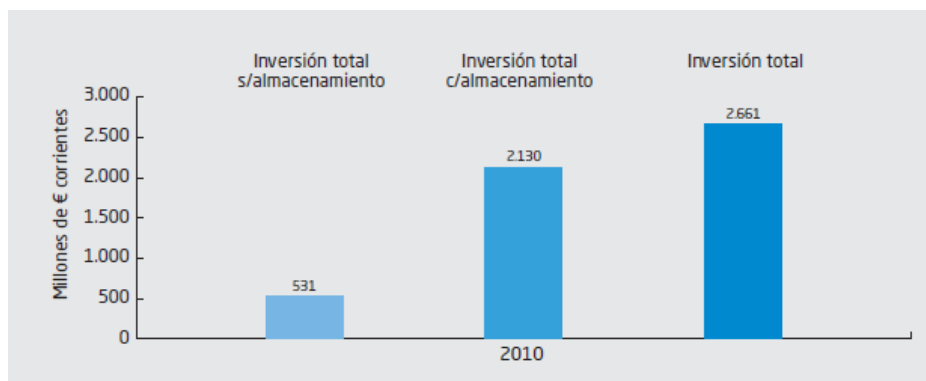


Ilustración 70: Inversión en centrales CCP durante el año 2010 [13]

Y se diferenció entre compras nacionales y en el extranjero:

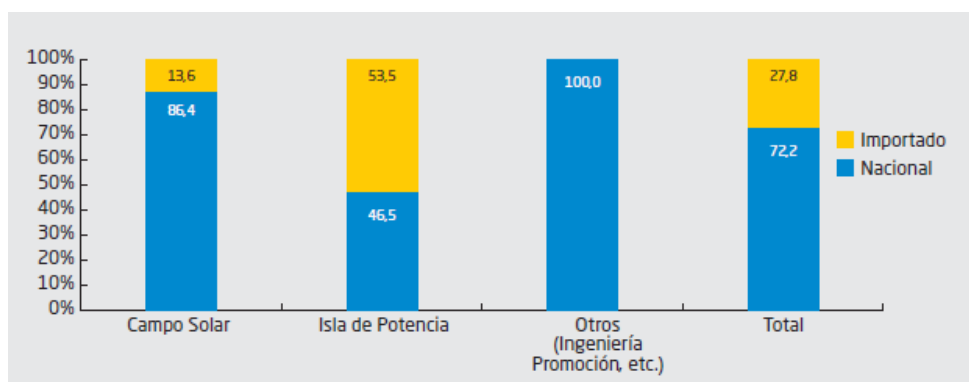


Ilustración 71: Porcentaje de inversión nacional e importada de una central CCP sin SAT en el año 2010 [13]

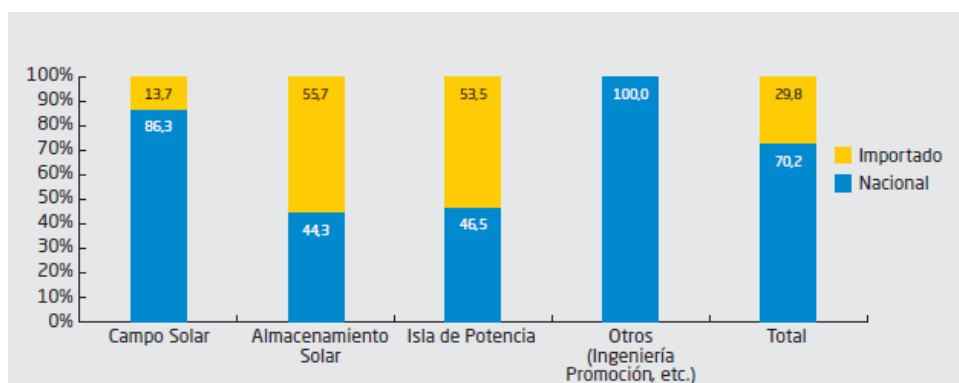


Ilustración 72: Porcentaje de inversión nacional e importada de una central CCP con SAT en el año 2010 [13]

Y se comparó respecto años anteriores:

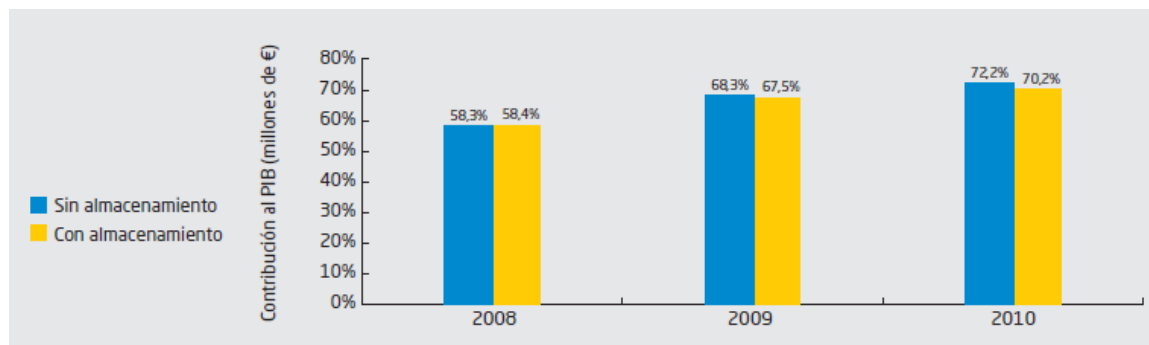


Ilustración 73: Evolución del porcentaje de inversión que permanece en España [13]

Cada año, gracias al desarrollo de empresas nacionales, se ha conseguido aumentar el porcentaje de inversión que permanece en España. Para el año 2010 era del 70%, pero este porcentaje se ha ido aumentando.

Estas inversiones contribuyeron al PIB durante la fase de construcción con 1475.2 millones de € corrientes en 2010.

Contribución al PIB (millones € corrientes)	2008	2009	2010
Ingresos de explotación	2.886,1	4.612,1	5.790,1
Consumos de explotación	2.167,4	3.456,6	4.314,9
<b>Valor Añadido</b>	<b>718,7</b>	<b>1.155,5</b>	<b>1.475,2</b>
Remuneración de los asalariados	620,6	982,1	1.251,7
Excedente bruto de explotación	98,1	173,4	223,5
<b>Retribución de los factores de producción</b>	<b>718,7</b>	<b>1.155,5</b>	<b>1.475,2</b>

Ilustración 75: Contribución al PIB durante la fase de construcción [13]

Respecto a la fase de operación y mantenimiento se observa que el crecimiento de esta tecnología ha sido muy importante en términos de energía vendida. En el año 2008 se produjeron 15.4 GWh mientras que en 2010 esta cifra se multiplicó 44 veces, hasta los 691,5 GWh. Este crecimiento ha aumentado los ingresos de las empresas que explotan centrales termosolares. La aportación al PIB durante esta fase fue de 175,2 millones de €, derivados de la venta de energía y del arrastre en otros sectores

Contribución al PIB (millones de € corrientes)	2008	2009	2010
Ingresos de explotación	5,4	36,2	243,0
Consumos de explotación	1,5	10,1	67,8
<b>Valor Añadido</b>	<b>3,9</b>	<b>26,1</b>	<b>175,2</b>
Remuneración de los asalariados	0,6	6,0	22,4
Excedente bruto de explotación	3,2	20,1	152,8
<b>Retribución de los factores de producción</b>	<b>3,9</b>	<b>26,1</b>	<b>175,2</b>

Ilustración 74: Contribución al PIB durante la fase de operación y mantenimiento [13]

En total la contribución al PIB del sector solar termoeléctrico se aprecia en la siguiente ilustración:

Contribución al PIB (millones € corrientes)	2008	2009	2010
Demanda interna	1.616,0	2.243,9	2.872,8
Exportaciones netas	-893,4	-1.062,4	-1.222,4
Exportaciones	40,7	85,2	133,7
Importaciones	934,1	1.147,6	1.356,1
<b>Demanda final</b>	<b>722,6</b>	<b>1.181,6</b>	<b>1.650,4</b>
Ingresos de explotación	2.891,5	4.648,3	6.033,1
Consumos de explotación	2.168,9	3.466,7	4.382,7
<b>Valor Añadido</b>	<b>722,6</b>	<b>1.181,6</b>	<b>1.650,4</b>
Remuneración de los asalariados	621,3	988,0	1.274,1
Excedente bruto de explotación	101,3	193,5	376,3
<b>Retribución de los factores de producción</b>	<b>722,6</b>	<b>1.181,6</b>	<b>1.650,4</b>

Ilustración 76: Contribución al PIB total del sector solar termoeléctrico [13]

Como se observa la mayor parte de la contribución corresponde a la fase de construcción. Igual ocurre en cuanto a los puestos de trabajo generados.

Empleo	2008	2009	2010
<b>Fase construcción</b>	<b>11.713</b>	<b>18.492</b>	<b>23.398</b>
- Promoción, construcción y montaje planta	4.399	6.447	8.049
- Equipos y componentes	4.515	7.442	9.542
- Empleos en el resto de la economía	2.799	4.603	5.807
<b>Fase producción energía - O&amp;M</b>	<b>13</b>	<b>123</b>	<b>446</b>
- Operación y mantenimiento de la planta	11	108	344
- Empleos en el resto de la economía	2	15	102
<b>Empleo Total</b>	<b>11.724</b>	<b>18.600</b>	<b>23.844</b>

Ilustración 77: Empleo generado desde 2008 hasta 2010 gracias al sector solar termoeléctrico [13]

Además hay que tener en cuenta los siguientes resultados obtenidos:

- Se han aportado más de 269.7 millones de € en concepto de cotizaciones sociales durante 2010.
- Las empresas del Sector Solar Termoeléctrico han pagado un total de 66 millones de € en impuestos sobre las sociedades en 2010.
- Los trabajadores del sector han contribuido con 70.8 millones de € en concepto de pagos por el impuesto sobre la renta de las personas físicas.

Además estos valores han ido aumentando desde 2008 hasta 2010, como muestran las siguientes ilustraciones:

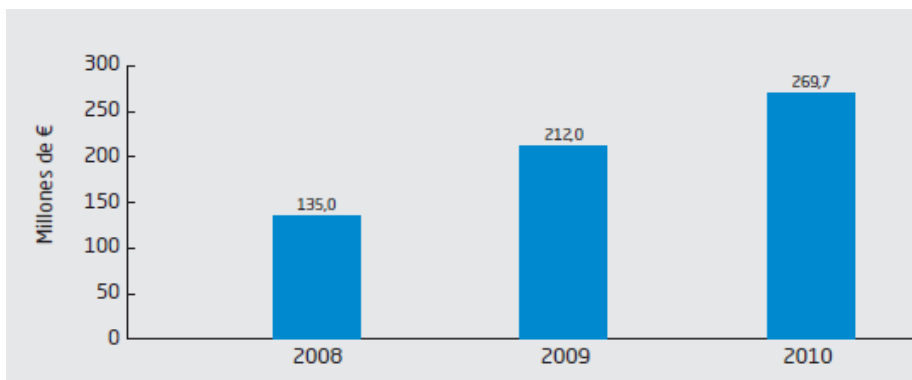


Ilustración 78: Evolución cotizaciones sociales [13]

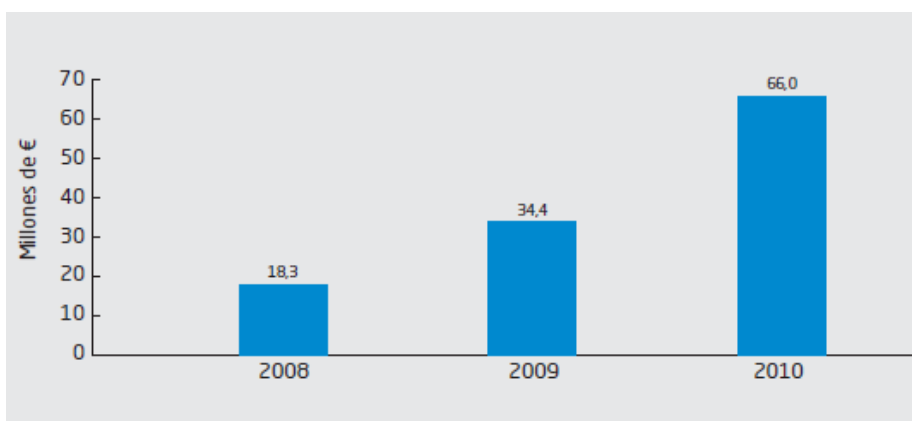


Ilustración 79: Impuesto sobre las sociedades [13]

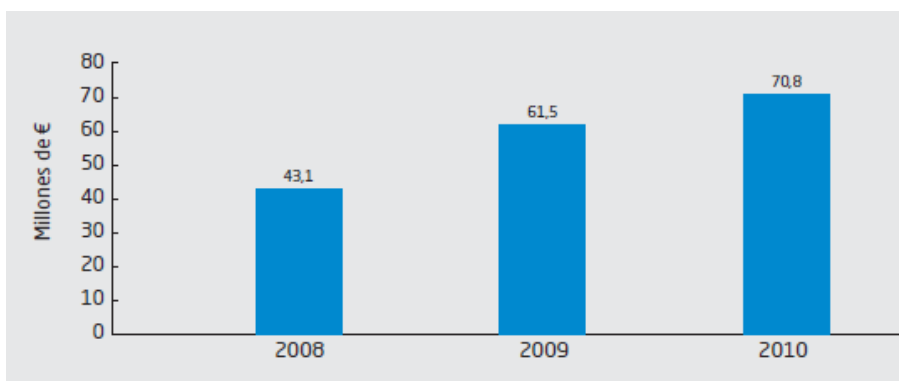


Ilustración 80: Impuesto sobre las personas físicas [13]



Para el estudio macroeconómico también se ha tenido en cuenta los ahorros de importación de combustibles fósiles y el ahorro en derechos de emisión.

Durante el 2010 se evitaron 361262 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera gracias a la operación de centrales solares termoeléctricas. El precio del derecho de emisión de CO<sub>2</sub> a la fecha de la realización de este estudio era de 14.5 €/tonelada, por lo que se ahorraron unos 5.2 millones de € en derecho de emisión en dicho año.

Además la producción de energía solar termoeléctrica en España evitó en el año 2010 la importación de 140692 toneladas equivalentes de petróleo. Según los precios de los combustibles fósiles, la energía solar termoeléctrica ahorró en ese año más de 23,9 millones de € en importaciones de combustibles fósiles.

Con todo este impacto económico en nuestro país y considerando que las primas que recibieron en dicho año fueron de 185 millones de euros el balance sale favorable, a pesar de que la tecnología hoy por hoy no es rentable sin primas para las promotoras.

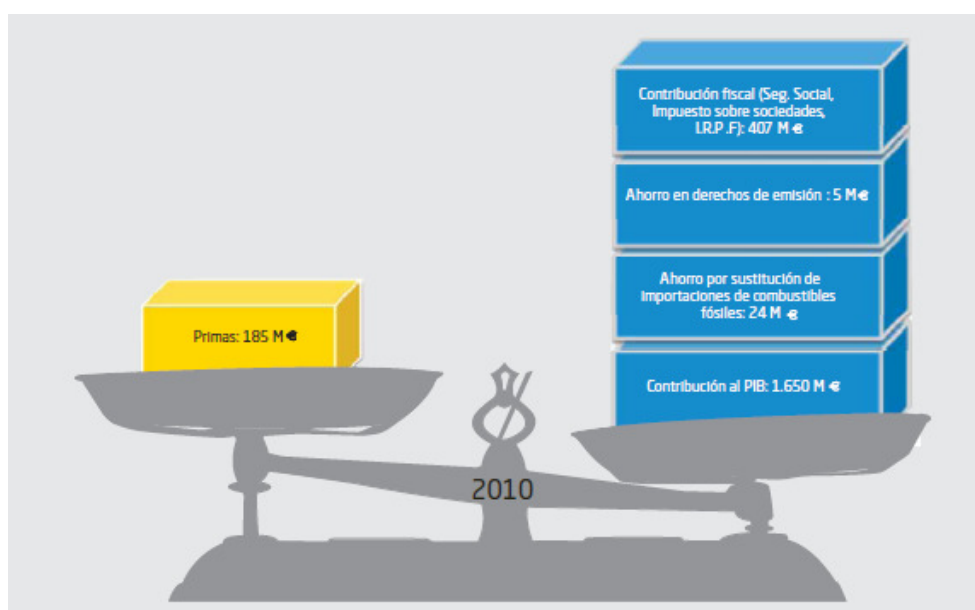


Ilustración 81: Balance primas frente retornos económicos [13]

Estos estudios son claramente partidarios de la termosolar. Sin embargo existen otros que contradicen lo beneficioso de esta tecnología.

Solo el futuro podrá revelar si la termosolar será una de las soluciones que ayudará a poner fin a la problemática que el actual sistema eléctrico presenta.

## 6. Impacto ambiental

El estudio de Deloitte [13] también da una visión del impacto ambiental que la termosolar supondrá.

En la siguiente tabla se muestra la energía sustituida por la producción de energía solar termoeléctrica.

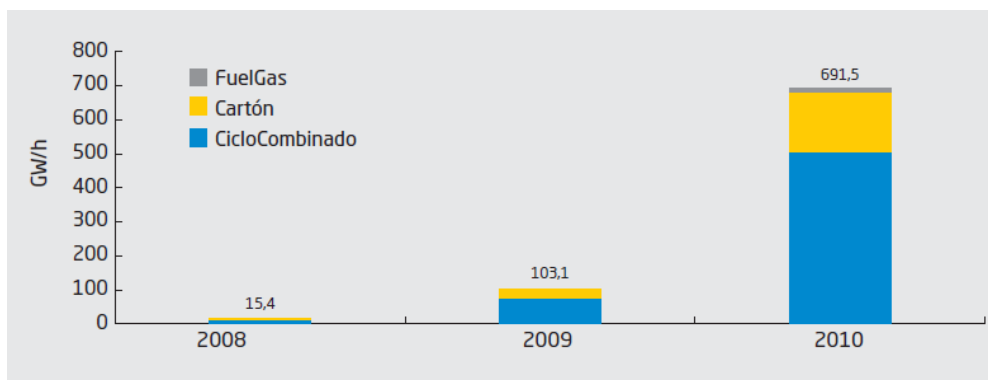


Ilustración 82: Energía sustituida por la producción de energía solar termoeléctrica [13]

Sin embargo ha pasado ya algún tiempo desde entonces y otro estudio más reciente, que ofrece Protermosolar (**Anexo I**) nos dice que con el número de centrales que están ya operativas se están ahorrando en la actualidad 3560 GW/h al año; 5 veces más que en 2010.

Además cuando empiecen a operar las que están en construcción conseguiremos elevar la cifra a 2358 GW/h al año y contando con las que están preasignadas se llegará a 6479 GW/h al año en 2013, más de 9 veces en tan solo tres años.

El estudio de Deloitte [13] también nos hace una aproximación de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas gracias a estas sustituciones.

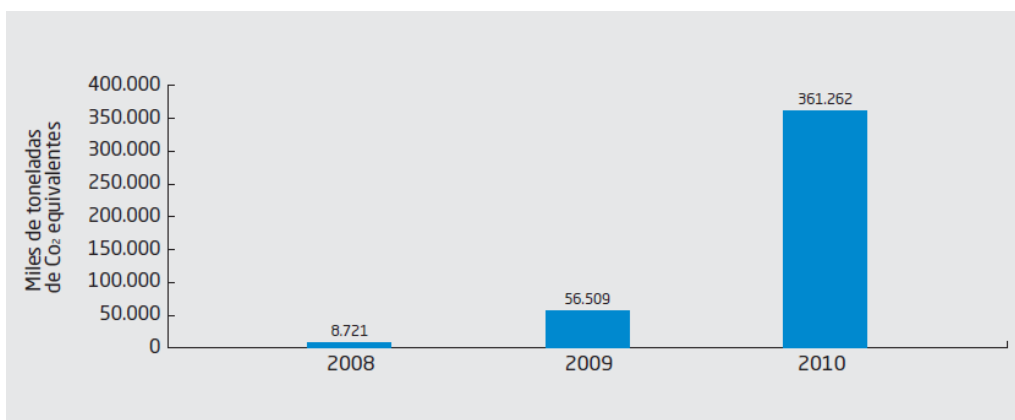


Ilustración 83: Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas [13]



Estos datos pueden compararse con la actualidad, mediante el informe de Protermosolar (**Anexo I**).

Las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas al año actualmente son de 2292640 toneladas. Cuando las centrales en construcción comiencen a operar se ahorraran 1518552 toneladas más; y cuando las preasignadas se enganchen a la red en 2013 tendremos un ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> de 4172637 toneladas al año, 11 veces más en tres años.

## 7. Conclusiones

El fin de las primas que impulsaron la solar termoeléctrica supone una nueva etapa en la evolución de esta tecnología. El esfuerzo en I+D, para reducir el coste de generación eléctrica mediante este tipo de centrales, debe ser notorio si España quiere seguir siendo líder mundial del sector.

En este trabajo se ha analizado como disminuir costes mediante el aumento del rendimiento del ciclo de vapor.

El ciclo de vapor de la central termosolar debe diseñarse para que cumpla dos requisitos: La temperatura máxima del aceite no puede superar los 400°C y el campo solar solo puede provocar un salto térmico del aceite de 100 °C, debido a las dimensiones de los campos solares actuales. Una vez se aseguren estas dos normas, se debe optimizar el ciclo mediante su rendimiento.

Sin embargo, tan importante como el rendimiento del ciclo Rankine, es la flexibilidad de la planta en conjunto.

Las turbinas de las centrales convencionales suelen trabajar de manera constante, a diferencia de las centrales termosolares que, a pesar de disponer de sistema de almacenamiento y de estar normalmente hibridadas con Gas Natural, sus turbinas suelen sufrir más variaciones. Esto se debe a que la operación está dirigida por el operador, que debe de tomar decisiones sobre cuando conectar la caldera, como compaginar almacenamiento y campo solar, y otras decisiones que afectan directamente al ciclo. Esto hace que en muchas ocasiones el ciclo Rankine no esté trabajando en su punto de diseño.

Realmente no hay suficientes estudios que nos digan las producciones energéticas obtenidas cuando trabajamos en un punto que no es el óptimo y sobre todo, si hay posibilidad de rentabilizar estas plantas cuando se está trabajando fuera de dicho punto. Lo que parece estar claro, es que el coste de generación se reduciría si se consiguiera operar de manera constante en un punto cercano al óptimo, como ocurre con las centrales convencionales.

Se necesita con urgencia un sistema de control que permita, mediante la integración de todos los subsistemas de control, aprovechar al máximo el campo solar, tanto para la generación directa de energía, como para el almacenamiento térmico; consiguiendo que la central siempre opere maximizando el aprovechamiento del recurso solar.

Pero, quizás, el avance más importante que puede darse en este sector es la inclinación de las promotoras por otro tipo de centrales solares.



Existen otros sistemas capaces de aprovechar la radiación solar para generar electricidad y que apuntan a ser más baratos y eficientes. Sin embargo al ser tecnología con menos antigüedad que la CCP la mayoría de las nuevas centrales no optan por estos sistemas, de momento.

La esperanza está puesta, sobre todo, en las centrales de Torre Central recorridas por sales fundidas. Aunque todavía no tienen la confianza financiera que las CCP, las que están instaladas en la actualidad presentan mayores rendimientos que estas y en un futuro se espera una mayor reducción de costes.

El ciclo de vapor de estas centrales no sería similar a las de CCP, ya que el vapor podría alcanzar temperaturas más elevadas gracias a las sales fundidas. Por lo que podría ser objeto de estudio de un nuevo proyecto la determinación del ciclo de vapor de una central solar termoeléctrica de torre central cuyo fluido térmico sean las mismas sales fundidas que las que se usan como almacenamiento.

# Anexo I



## LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA

Propietario	Nombre	Población	Provincia	Tecnología	Potencia (MW)	Almacenamiento (horas a carga nominal)	Producción estimada* (GWh/año)	Emisiones evitadas (t/año de CO2)	Fase pre registro	Fecha 1ª conexión en pruebas** (mes-año)	Superficie de terreno ocupada (Ha.)	Área de captación solar (m2)
Abengoa Solar	PS10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	TVS	10	1	24	15.456	n/a	nov-06	65	75.000
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-1	Aldéire	Granada	CCP	50	7,5	170	109.480	n/a	nov-08	200	510.120
Abengoa Solar	PS20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	TVS	20	1	44	28.336	n/a	abr-09	90	150.000
Novatec	Puerto Errado I	Calasparra	Murcia	Fresnel	1,4	0,5	2	1.288	1	abr-09	1	18.000
RREEF/ANTIN/COBRA	Andasol-2	Aldéire y La Calahorra	Granada	CCP	50	7,5	170	109.480	1	jun-09	200	510.120
Iberdrola Energía Solar de Puertollano	Ibersol Puertollano	Puertollano	Ciudad Real	CCP	50	n/a	100	64.400	n/a	jun-09	150	290.000
Acciona/ Mitsubishi Corp.	La Risca	Alvarado	Badajoz	CCP	50	n/a	100	64.400	1	sep-09	130	390.000
COBRA	Extresol-1	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	1	sep-09	200	510.120
COBRA	Extresol-2	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	2	abr-10	200	510.120
Abengoa Solar	Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	1	may-10	115	350.000
Abengoa Solar	Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	1	jun-10	115	350.000
Renovables SAMCA, S.A.	La Florida	Badajoz	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	1	jul-10	220	550.000
Abengoa Solar	Solnova 4	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	1	ago-10	115	350.000
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Majadas	Majadas	Cáceres	CCP	50	n/a	100	64.400	1	oct-10	110	380.000
Renovables SAMCA, S.A.	La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	1	oct-10	220	550.000
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Palma del Río II	Palma del Río	Córdoba	CCP	50	n/a	100	64.400	1	dic-10	135	380.000
COBRA	Manchasol-1	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	CCP	50	7,5	170	109.480	2	dic-10	200	510.120
COBRA	Manchasol-2	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	CCP	50	7,5	170	109.480	2	abr-11	200	510.120
Torresol	Gemasol	Fuentes de Andalucía	Sevilla	TS	20	15	100	64.400	2	abr-11	195	304.750
Acciona/ Mitsubishi Corp.	Palma del Río I	Palma del Río	Córdoba	CCP	50	n/a	100	64.400	1	jul-11	135	380.000
Valoriza/Siemens	Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	2	jul-11	188	412.000
S. Millennium/Ferrosol/RWE/Rhein E./SWM	Andasol 3	Aldéire/la Calahorra	Granada	CCP	50	7,5	170	109.480	1	ago-11	220	512.000
Abengoa Solar/EON	Helioenergy 1	Écija	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	2	sep-11	180	500.000
Elecnor/Eiser/Aries	Astexol II	Badajoz	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	3	nov-11	190	510.120
Torresol	Arcosol-50	San José del Valle	Cádiz	CCP	50	7,5	170	109.480	3	nov-11	180	510.000
Torresol	Termosol-50	San José del Valle	Cádiz	CCP	50	7,5	170	109.480	3	dic-11	180	510.000
Abengoa Solar/EON	Helioenergy 2	Écija	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	2	ene-12	180	500.000
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solacor 1	El Carpio	Córdoba	CCP	50	n/a	100	64.400	2	feb-12	115	350.000
Abengoa Solar/JGC Corporation	Solacor 2	El Carpio	Córdoba	CCP	50	n/a	100	64.400	2	mar-12	180	500.000
EBL	Puerto Errado II	Calasparra	Murcia	Fresnel	30	0,5	50	32.200	2	ene-12	50	302.000
SUB TOTAL EN OPERACIÓN		30			1.331		3.560	2.292.640			4.659	12.184.590
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	CCP	50	8	170	109.480	2	ene-12	180	510.120
Elecnor/Eiser/Aries	Aste 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	CCP	50	8	170	109.480	2	ene-12	180	510.120
Abengoa Solar	Helios 1	Puerto Lapice	Ciudad Real	CCP	50	n/a	100	64.400	1	may-12	180	500.000
Iberolicea	Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	CCP	50	n/a	100	64.400	2	may-12	161	380.000
Abengoa Solar/TOCHU	Solaben 3	Logrosán	Cáceres	CCP	50	n/a	100	64.400	3	jun-12	180	500.000
FCC/Mitsui	Guzmán	Palma del Río	Córdoba	CCP	50	n/a	100	64.400	3	jul-12	200	310.406
Grupo Ortiz - Grupo TSK - Magtel	La Africana	Posadas	Córdoba	CCP	50	7,5	170	109.480	1	jul-12	230	549.360
Iberolicea	Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	CCP	50	n/a	100	64.400	3	jul-12	198	402.000
Abengoa Solar	Helios 2	Puerto Lapice	Ciudad Real	CCP	50	n/a	100	64.400	2	ago-12	180	500.000
Acciona	Orellana	Orellana	Badajoz	CCP	50	n/a	100	64.400	1	ago-12	130	405.480
COBRA	Extresol-3	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	CCP	50	7,5	170	109.480	3	ago-12	200	510.120
Abengoa Solar/TOCHU	Solaben 2	Logrosán	Cáceres	CCP	50	n/a	100	64.400	3	oct-12	115	350.000
Abentia /Comsa EMTE	Termosolar Borges	Borges Blanques	Lleida	CCP + HB	22,5	n/a	98	63.112	3	dic-12	70	181.000
Nextera-FPL	Termosol 1	Navalvillar de Pela	Badajoz	CCP	50	9	170	109.480	4	mar-13	205	523.200
COBRA	Casablanca	Casablanca	Cáceres	CCP	50	7,5	170	109.480	3	jul-13	200	510.120
FCC	Enerstar	Villena	Alicante	CCP	50	n/a	100	64.400	4	jul-13	214	327.000
Nextera-FPL	Termosol 2	Navalvillar de Pela	Badajoz	CCP	50	9	170	109.480	4	jul-13	212	523.200
RREEF/Solar Millennium/OHL	Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	CCP	50	7	170	109.480	4	oct-13	220	510.000
SUB TOTAL EN CONSTRUCCIÓN		18			872,5		2.358	1.518.552			3.255	8.002.126
Renovalia	Casa de los Pinos	Casa de los Pinos	Cuenca	DP	1	n/a	2,25	1.449	3	mar-11	3,5	5.280
Renovalia	Puertollano 1	Puertollano	Ciudad Real	DP	8	n/a	18,1	11.656	3	mar-12	270	44.704
Renovalia	Puertollano 2	Puertollano	Ciudad Real	DP	10	n/a	22,6	14.554	3	mar-12	330	54.080
Renovalia	Puertollano 3	Puertollano	Ciudad Real	DP	10	n/a	22,6	14.554	3	mar-12	330	54.080
Renovalia	Puertollano 4	Puertollano	Ciudad Real	DP	10	n/a	22,6	14.554	3	mar-12	330	54.080
Abengoa Solar/TOCHU	Solaben 1	Logrosán	Cáceres	CCP	50	4	130	83.720	4	mar-13	180	500.000
COBRA	Cáceres	Galisteo y Valdeobispo	Cáceres	CCP	50	7,5	170	109.480	4	mar-13	220	550.000
Renovalia	Puertollano 5	Puertollano	Ciudad Real	CCP	10	n/a	22,6	14.554	4	mar-13	330	54.080
Renovalia	Puertollano 6	Puertollano	Ciudad Real	CCP	10	n/a	22,6	14.554	4	mar-13	330	54.080
Renovalia	Puertollano 7	Puertollano	Ciudad Real	CCP	12,4	n/a	27,9	17.968	4	mar-13	419	68.768
Abengoa Solar/TOCHU	Solaben 6	Logrosán	Cáceres	CCP	50	n/a	100	64.400	4	ago-13	115	350.000
Termosolar Alcazar S.L. Preneal y Solar Reserve	Alcázar	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	TS	50							
SUB TOTAL PREASIGNADAS		12			221,4		561	361.445			2.858	1.789.152
TOTAL		60			2.425,3		6.479	4.172.637			10.772	21.975.868

\* Los datos de producción de las centrales ha sido estimado por Protermosolar para un año meteorológico medio para cada tipología de central

\*\* La fecha de conexión es la facilitada por la empresas para la primera conexión en pruebas

Tecnologías:	
TVS	- Torre Vapor Saturado
TS	- Torre con Sales
CCP	- Canales Parabólicos
CCP+HB	- Canales Parabólicos + Hibridación con Biomasa
DS	- Disco/Stirling
FRESNEL	- Fresnel

Ilustración 84: Centrales solares termoelectricas en España [6]

## Anexo II

### Primera simulación:

#### Ciclo Rankine con un precalentador

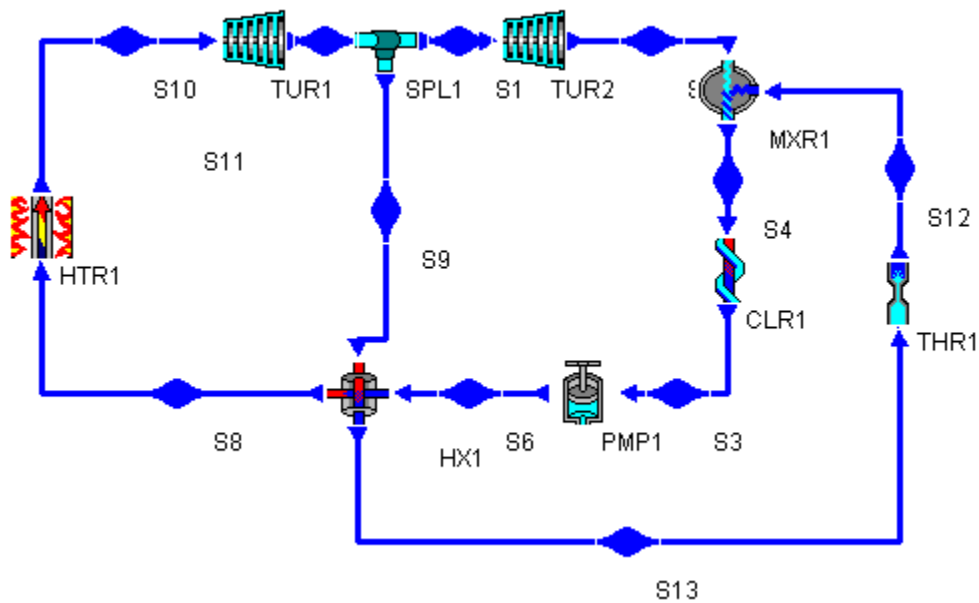


Ilustración 85: Ciclo con un precalentador (Fuente: propia)

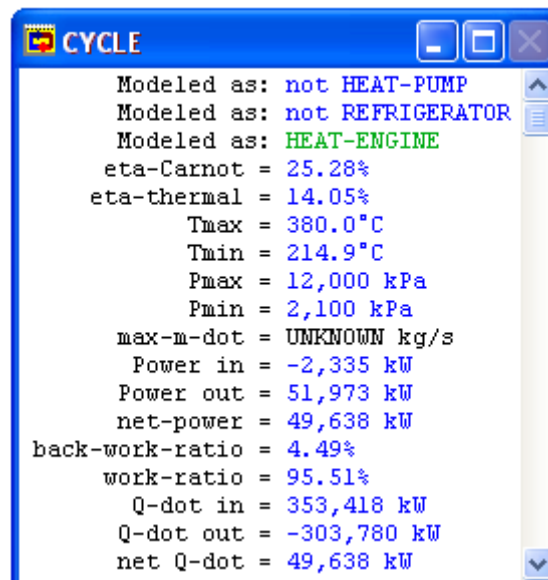


Ilustración 86: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

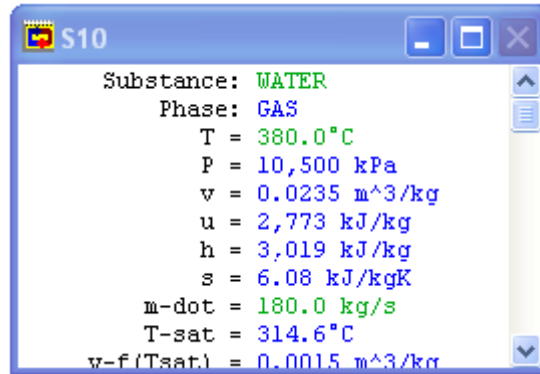


Ilustración 87: Propiedades del agua a la salida de generador de vapor (Fuente: propia)

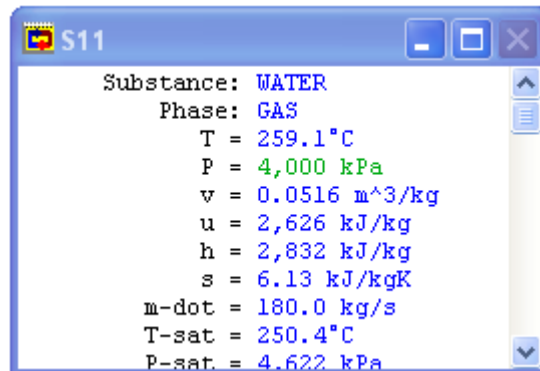


Ilustración 88: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

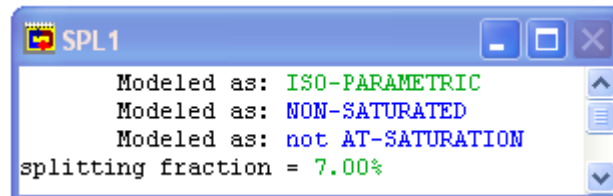


Ilustración 89: Características del sangrado (Fuente: propia)

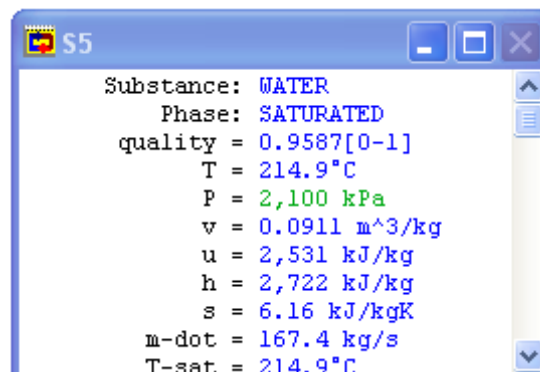


Ilustración 90: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)



## Segunda simulación:

### Ciclo Rankine con un precalentador y un desgasificador

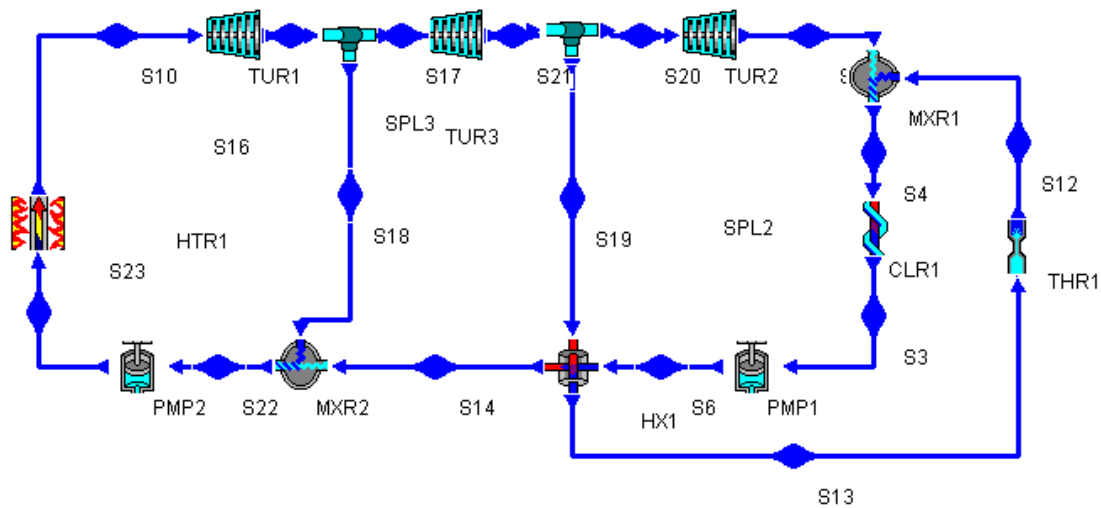


Ilustración 91: Ciclo con un precalentador y un desgasificador (Fuente: propia)

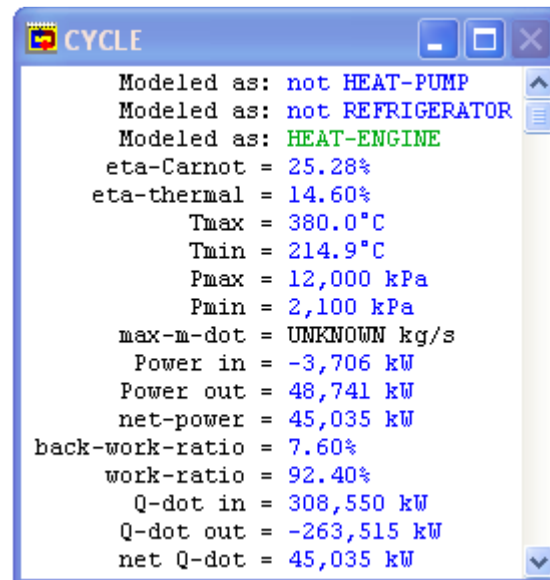


Ilustración 92: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

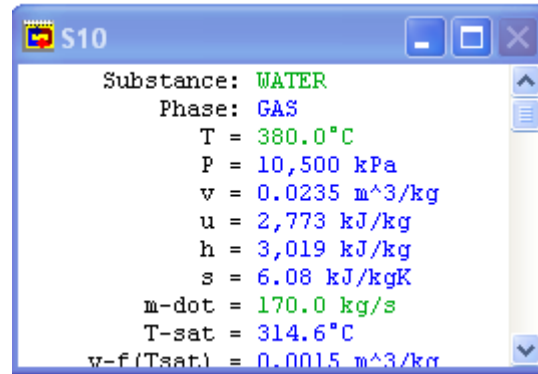


Ilustración 93: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor (Fuente: propia)

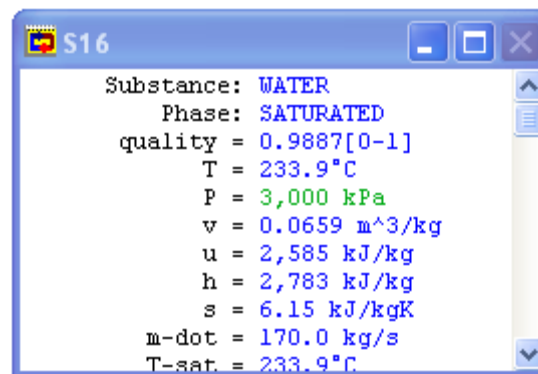


Ilustración 94: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

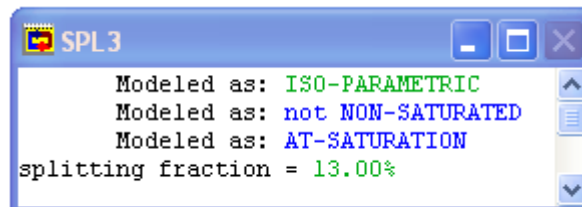


Ilustración 95: Propiedades del primer sangrado (Fuente: propia)

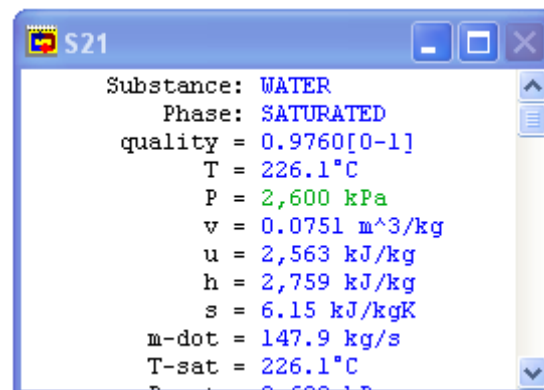


Ilustración 96: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)

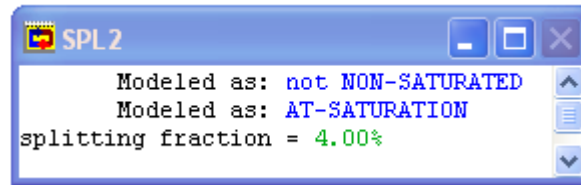


Ilustración 97: Propiedades del segundo sangrado (Fuente: propia)

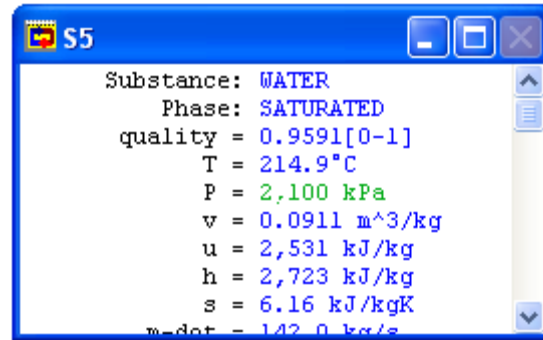


Ilustración 98: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia)

### Tercera simulación:

#### Ciclo Rankine con dos precalentadores y un desgasificador

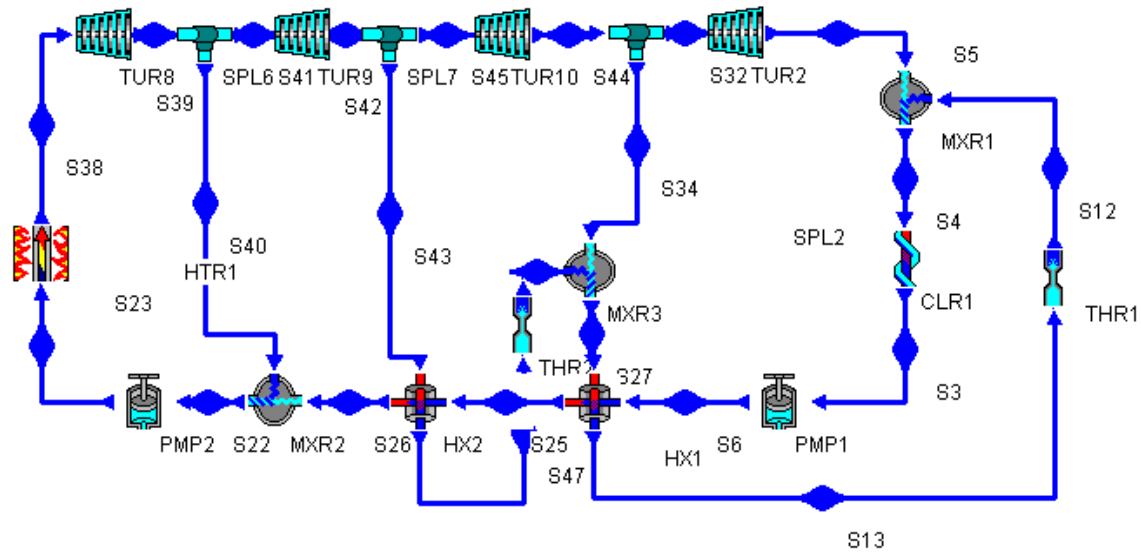


Ilustración 99: Ciclo con dos precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia)

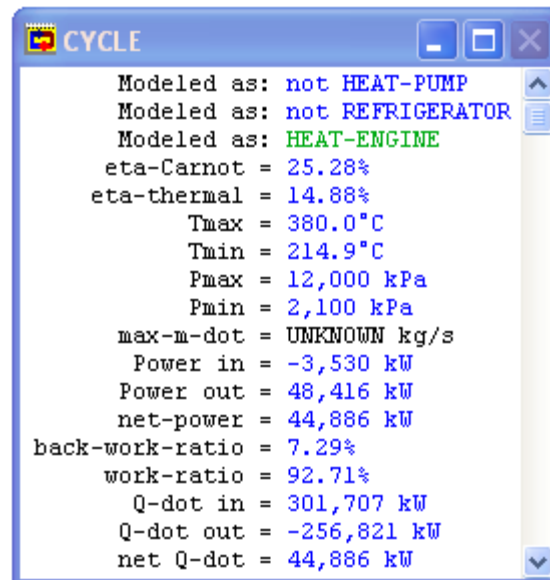


Ilustración 100: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

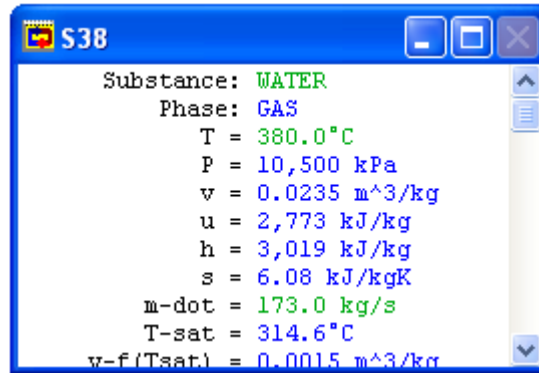


Ilustración 101: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor (Fuente: propia)

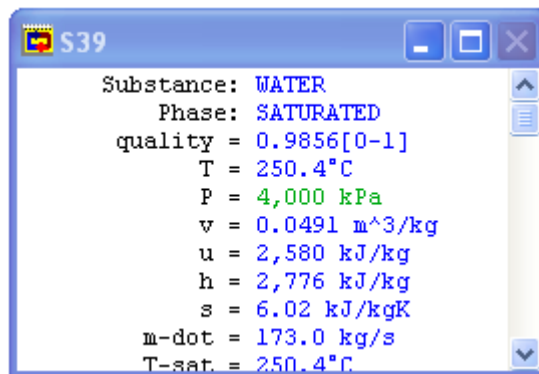


Ilustración 102: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

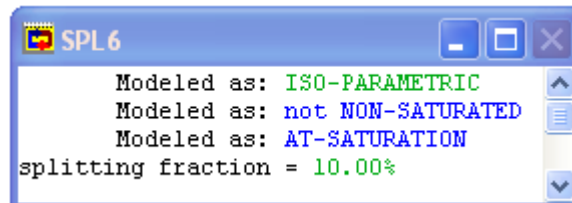


Ilustración 103: Características del primer sangrado (Fuente: propia)

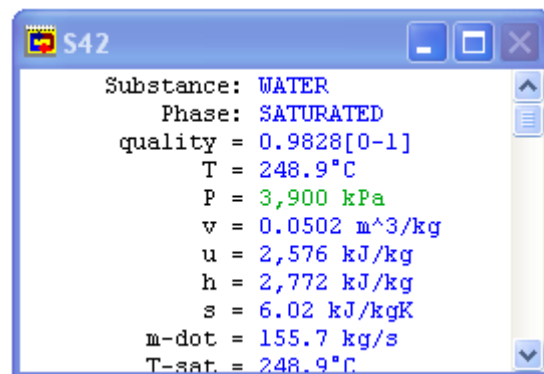


Ilustración 104: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)

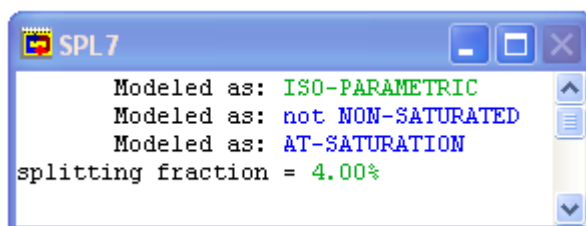


Ilustración 105: Características del segundo sangrado (Fuente: propia)

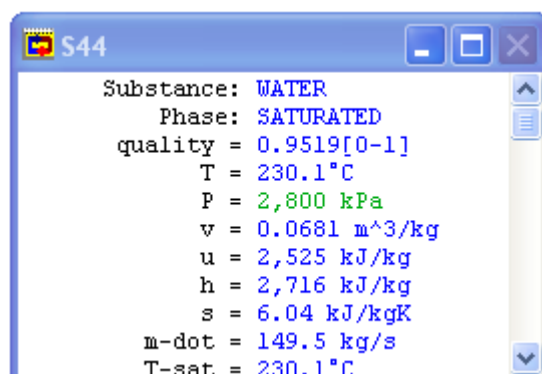


Ilustración 106: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia)

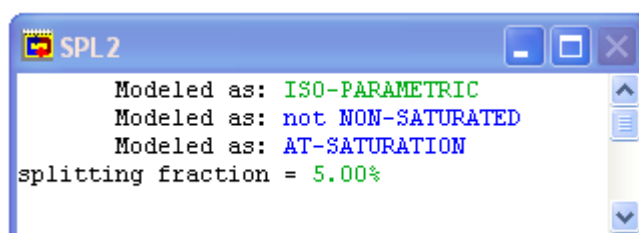


Ilustración 107: Características del tercer sangrado (Fuente: propia)

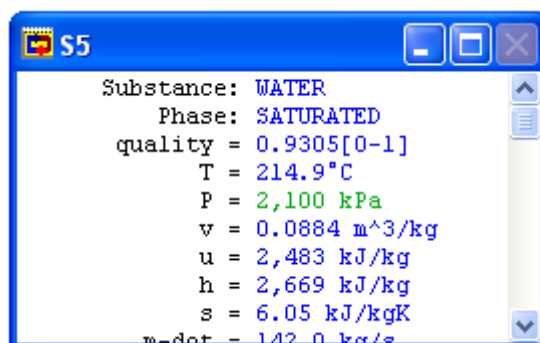


Ilustración 108: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia)

## Cuarta simulación:

### Ciclo Rankine con recalentamiento, dos precalentadores y un desgasificador

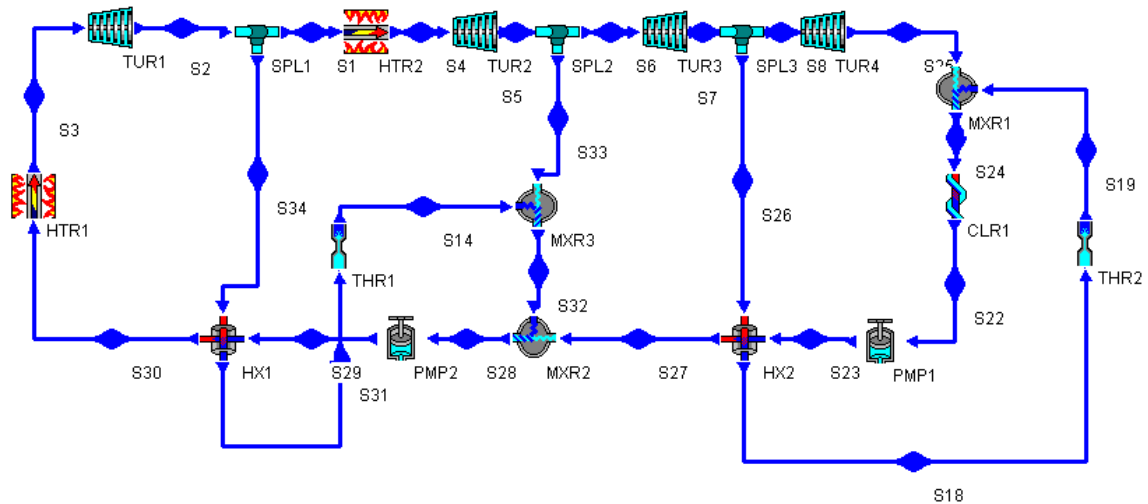


Ilustración 109: Ciclo con recalentamiento, dos precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia)

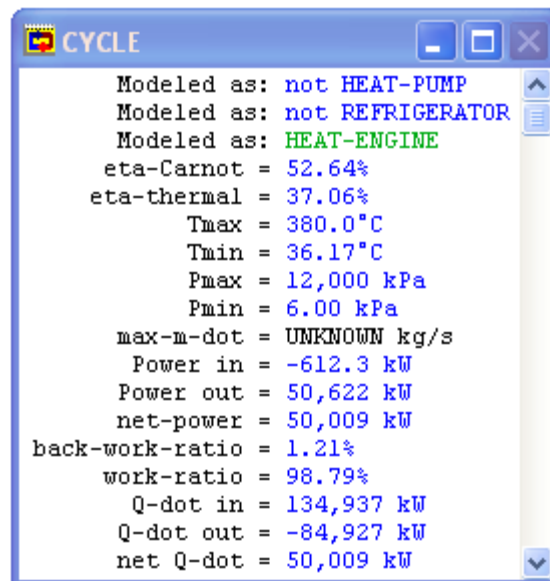


Ilustración 110: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

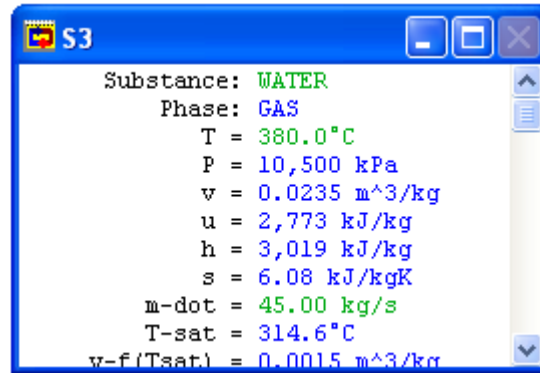


Ilustración 111: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia)

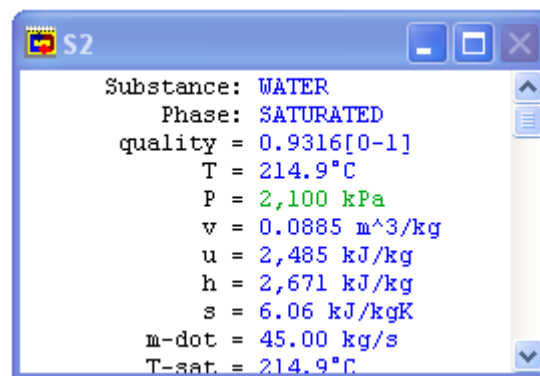


Ilustración 112: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

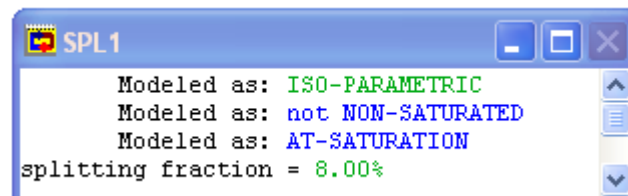


Ilustración 113: Características del primer sangrado (Fuente: propia)

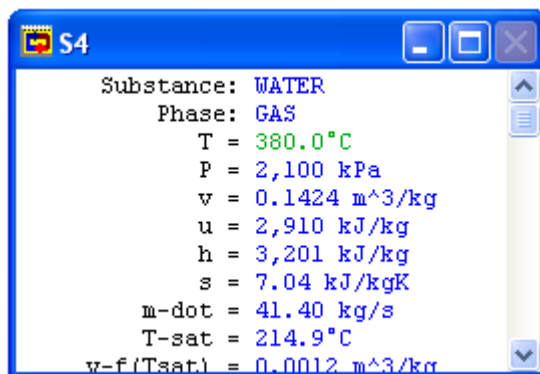


Ilustración 114: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia)



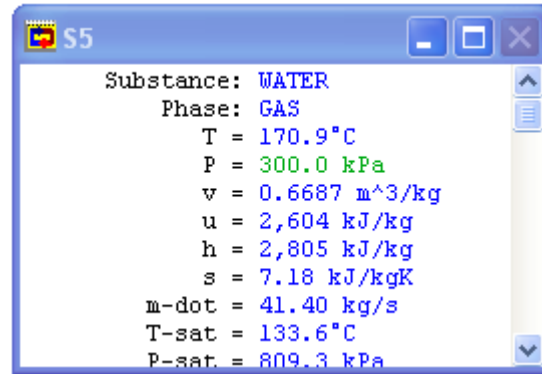


Ilustración 115: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)

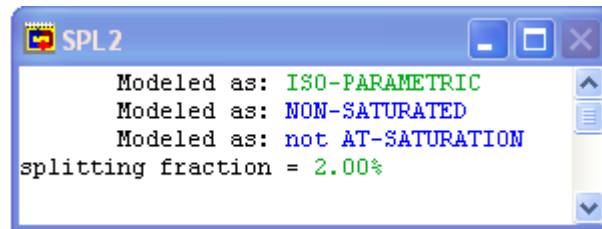


Ilustración 116: Características del segundo sangrado (Fuente: propia)

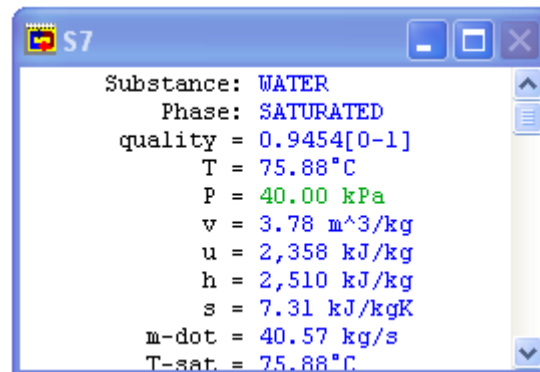


Ilustración 117: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia)

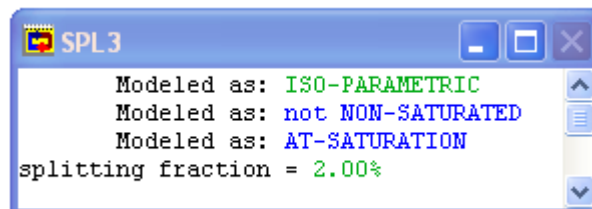


Ilustración 118: Características del tercer sangrado (Fuente: propia)

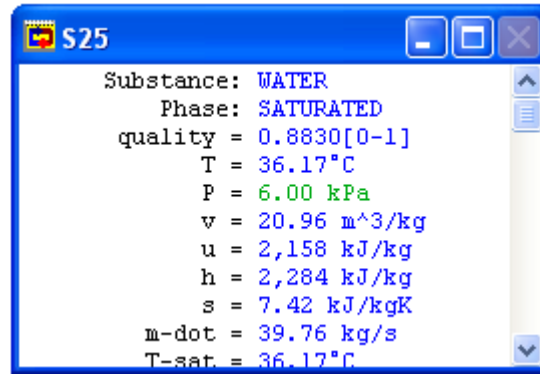


Ilustración 119: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia)

## Quinta simulación:

### Ciclo Rankine con recalentamiento, tres precalentadores y un desgasificador

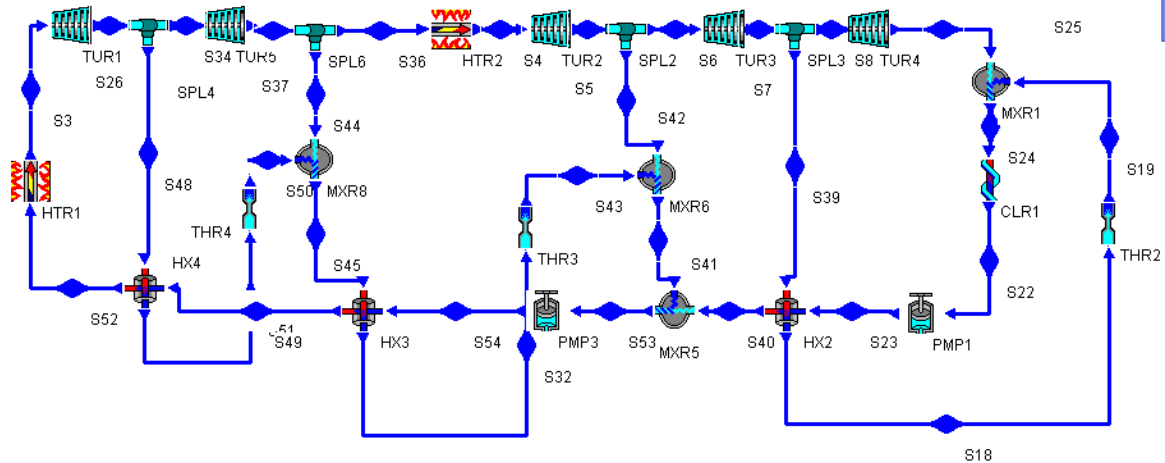


Ilustración 120: Ciclo con recalentamiento, tres precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia)

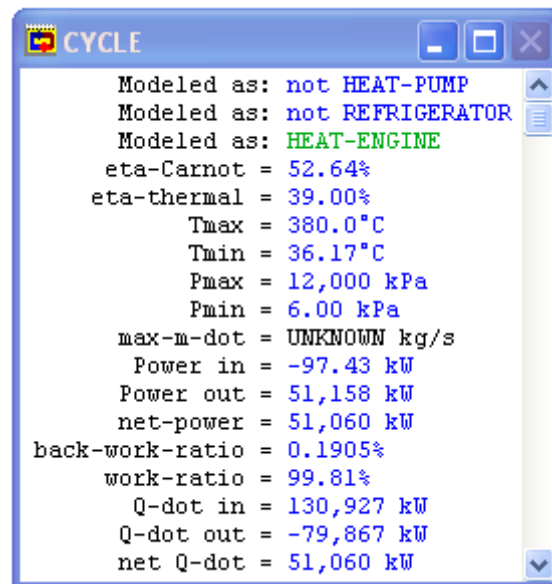


Ilustración 121: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

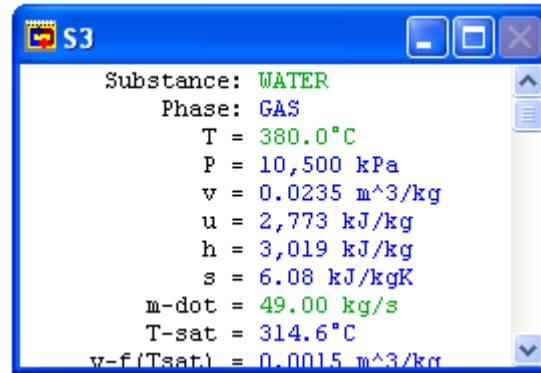


Ilustración 122: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia)

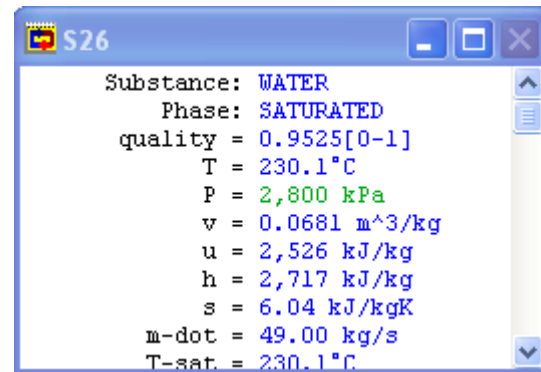


Ilustración 123: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

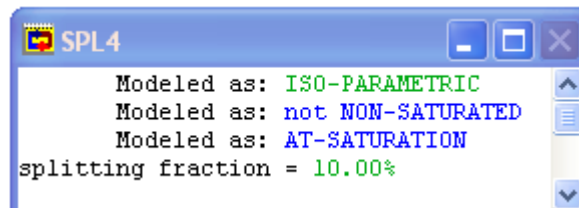


Ilustración 124: Características del primer sangrado (Fuente: propia)

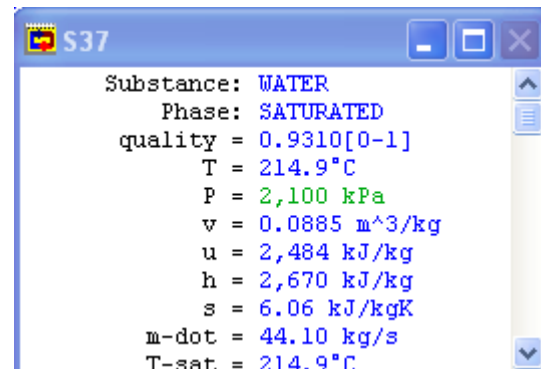


Ilustración 125: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)

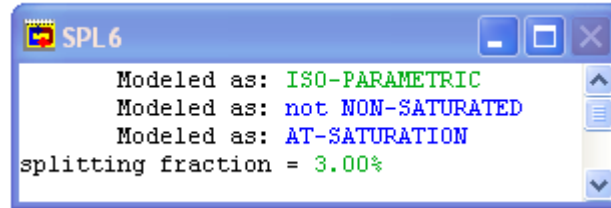


Ilustración 126: Características del segundo sangrado (Fuente: propia)

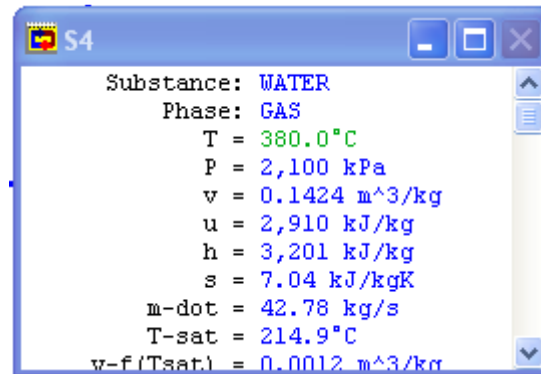


Ilustración 127: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia)

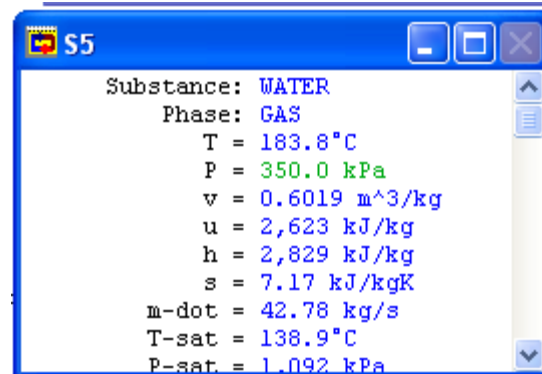


Ilustración 128: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia)

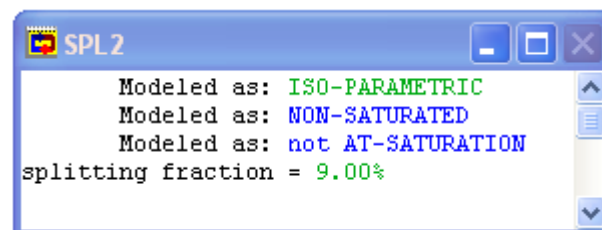


Ilustración 129: Características del tercer sangrado (Fuente: propia)

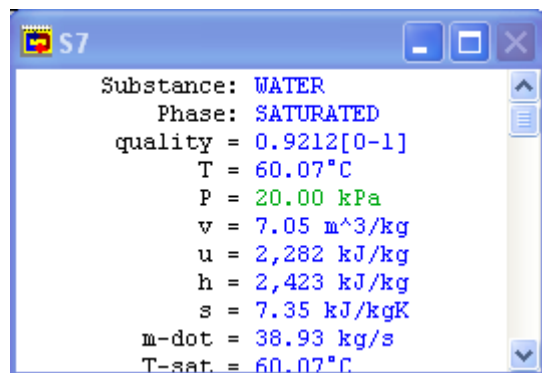


Ilustración 130: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia)

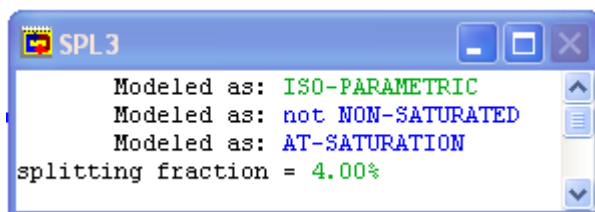


Ilustración 131: Propiedades del cuarto sangrado (Fuente: propia)

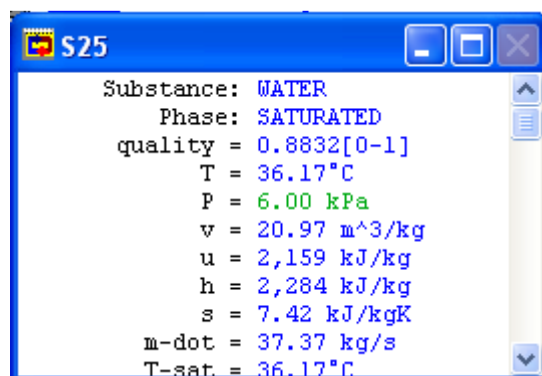


Ilustración 132: Propiedades del agua a la salida de la quinta turbina (Fuente: propia)

## Sexta simulación:

### Ciclo Rankine con recalentamiento, cuatro precalentadores y un desgasificador

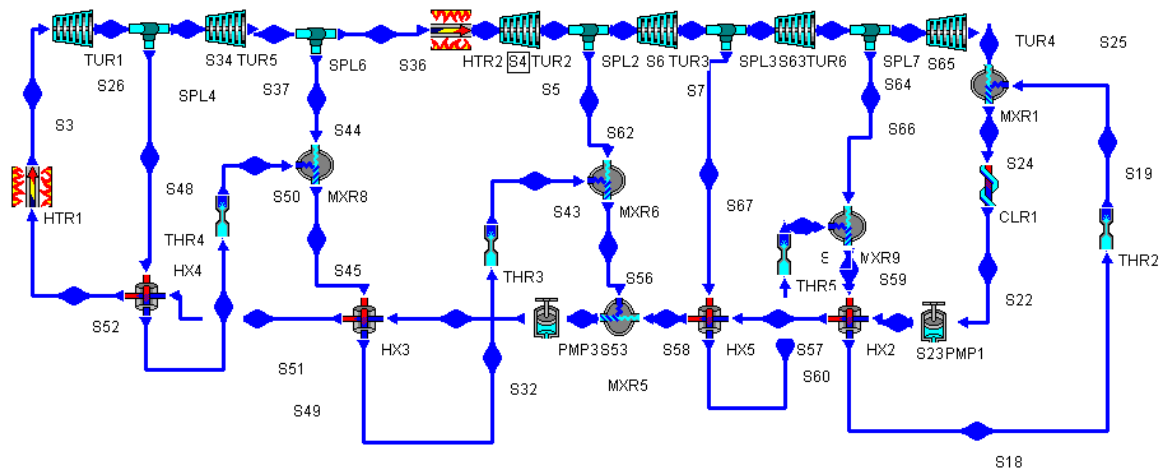


Ilustración 133: Ciclo con recalentamiento, cuatro precalentadores y un desgasificador (Fuente: propia)

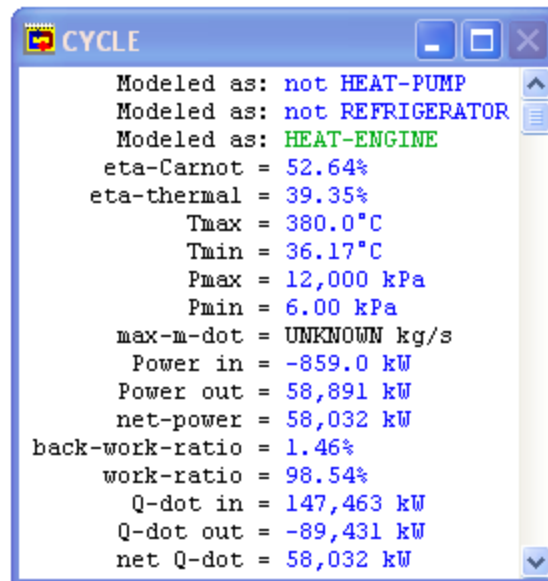


Ilustración 134: Propiedades del ciclo (Fuente: propia)

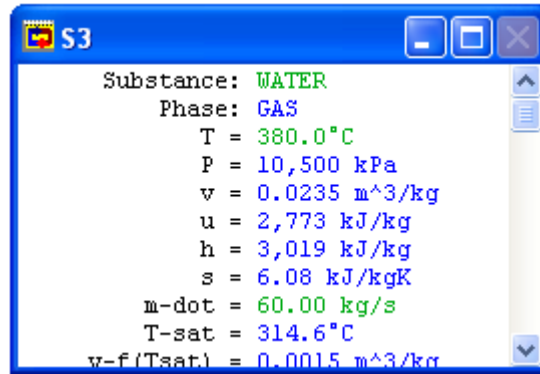


Ilustración 135: Propiedades del agua a la salida del generador de vapor principal (Fuente: propia)

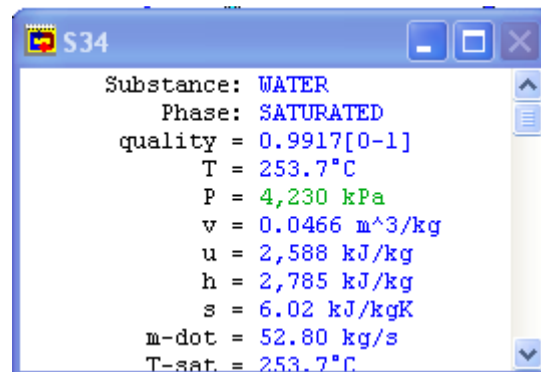


Ilustración 136: Propiedades del agua a la salida de la primera turbina (Fuente: propia)

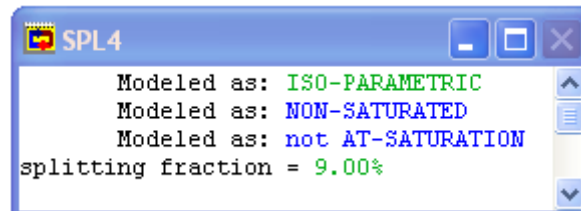


Ilustración 137: Características del primer sangrado (Fuente: propia)

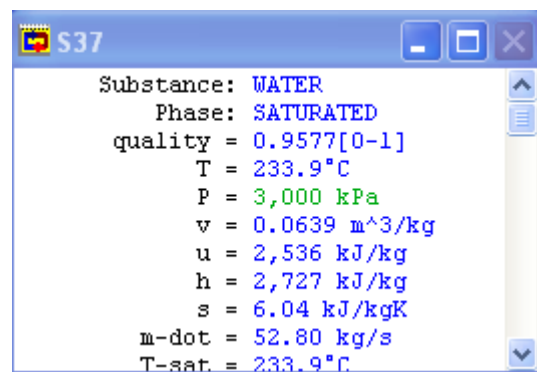


Ilustración 138: Propiedades del agua a la salida de la segunda turbina (Fuente: propia)



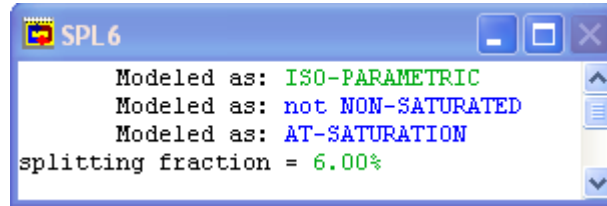


Ilustración 139: Características del segundo sangrado (Fuente: propia)

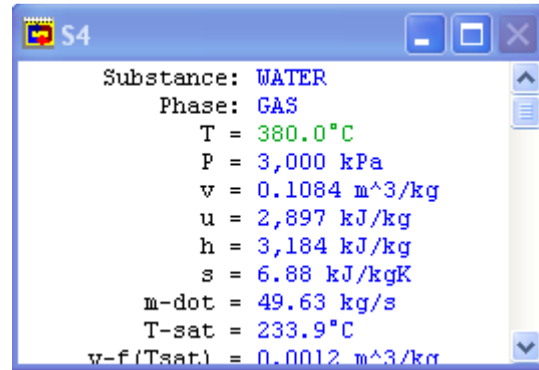


Ilustración 140: Propiedades del agua a la salida del recalentador (Fuente: propia)

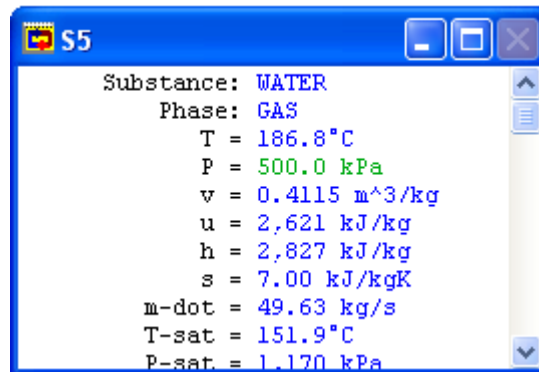


Ilustración 141: Propiedades del agua a la salida de la tercera turbina (Fuente: propia)

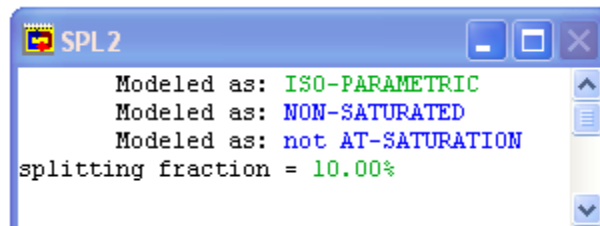


Ilustración 142: Características del tercer sangrado (Fuente: propia)

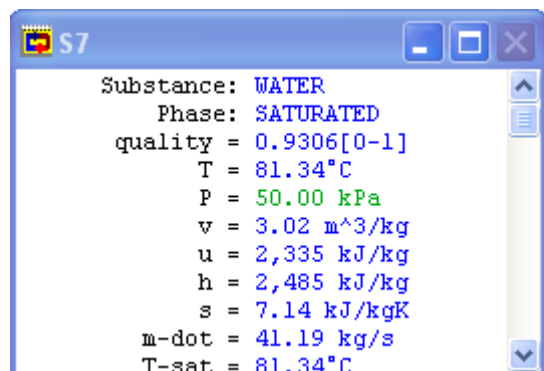


Ilustración 143: Propiedades del agua a la salida de la cuarta turbina (Fuente: propia)

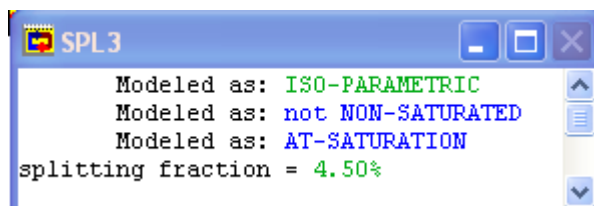


Ilustración 144: Características del cuarto sangrado (Fuente: propia)

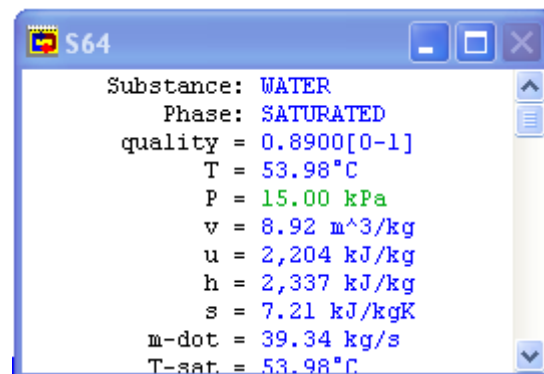


Ilustración 145: Propiedades del agua a la salida de la quinta turbina (Fuente: propia)

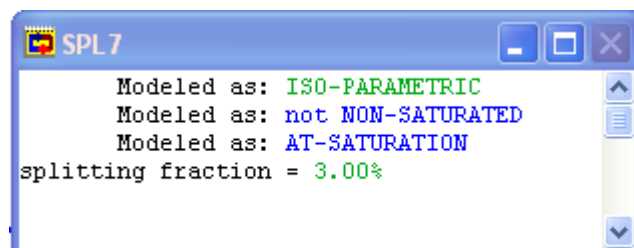


Ilustración 146: Características del quinto sangrado (Fuente: propia)

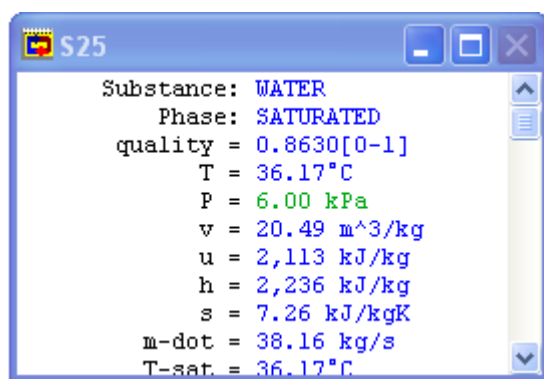
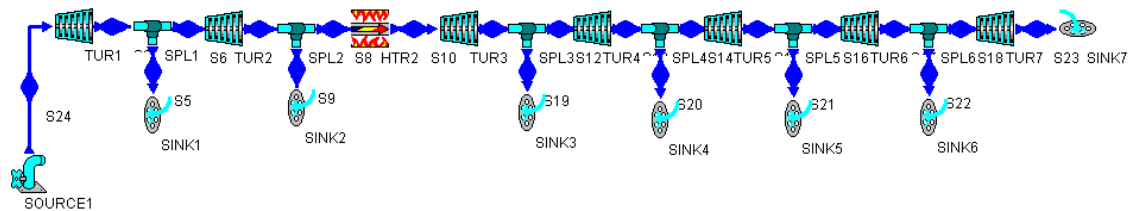


Ilustración 147: Propiedades del agua a la salida de la sexta turbina (Fuente: propia)

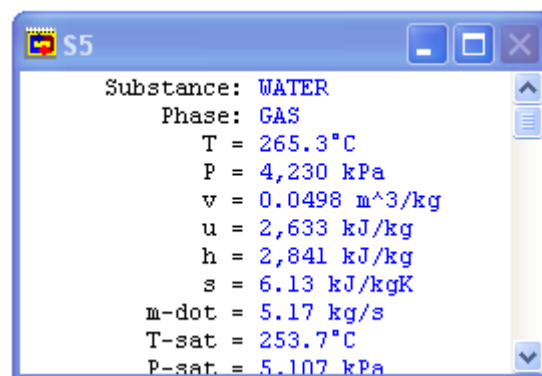
### Séptima simulación:

### Ciclo Rankine con recalentamiento, cinco precalentadores y un desgasificador

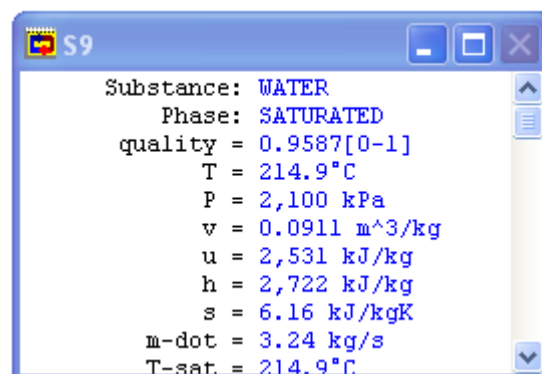
**Parte superior:**



**Ilustración 148: Parte superior (Fuente: propia)**



**Ilustración 149: Primer sangrado (Fuente: propia)**



**Ilustración 150: Segundo sangrado (Fuente: propia)**

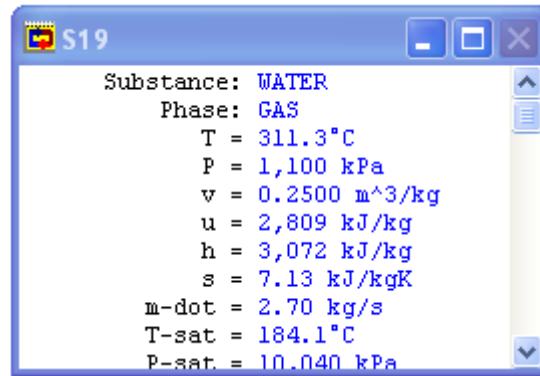


Ilustración 151: Tercer sangrado (Fuente: propia)

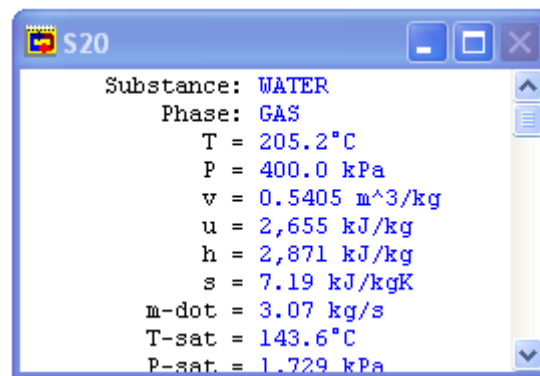


Ilustración 152: Cuarto sangrado (Fuente: propia)

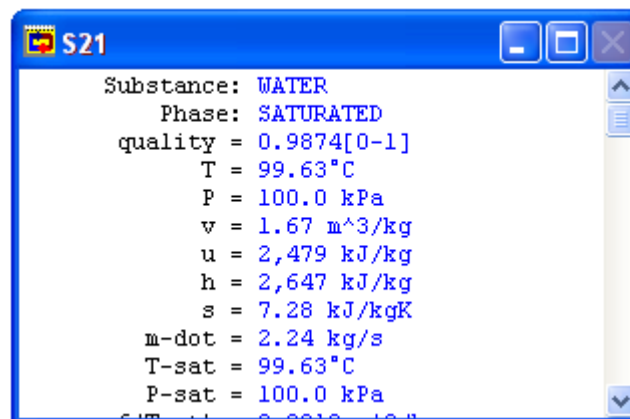


Ilustración 153: Quinto sangrado (Fuente: propia)

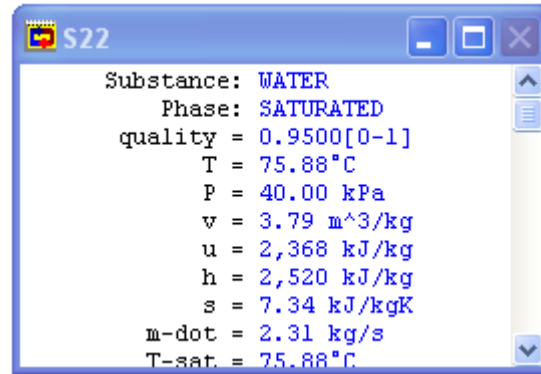


Ilustración 154: Sexto sangrado (Fuente: propia)

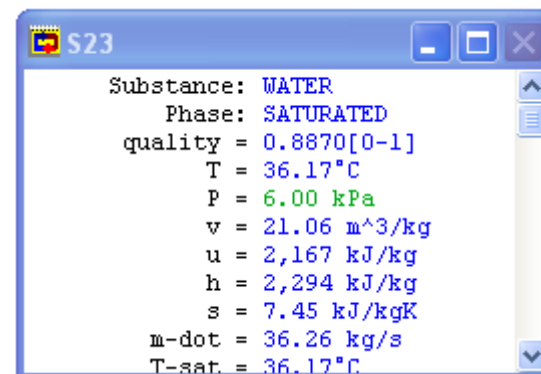


Ilustración 155: Al condensador (Fuente: propia)

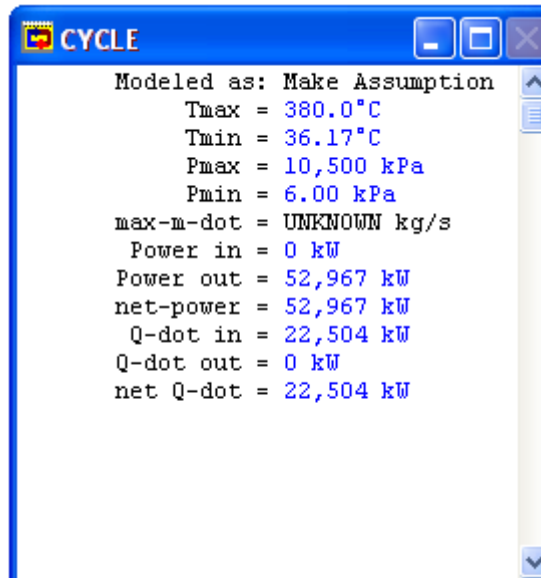


Ilustración 156: Potencia cedida en las bombas y calor cedido en el recalentador (Fuente: propia)

### Parte inferior:

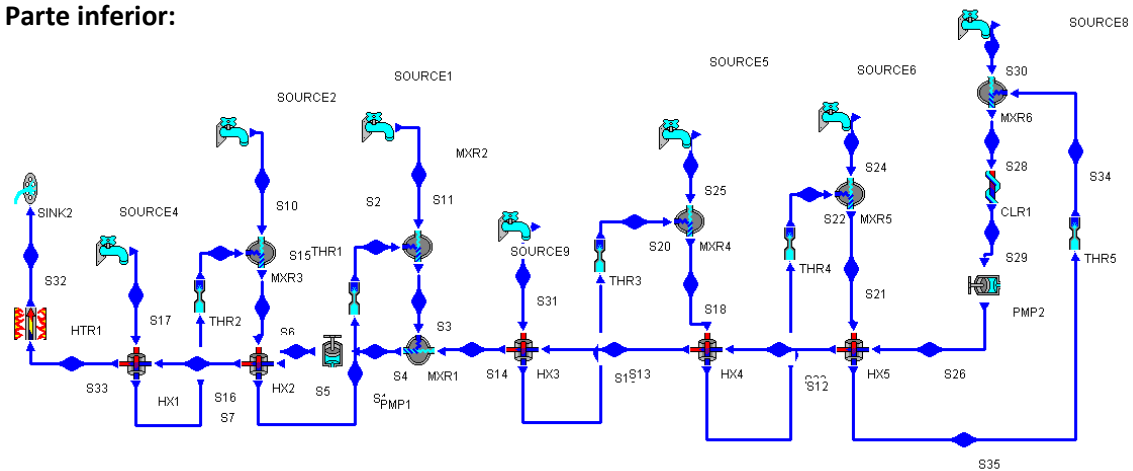


Ilustración 157: Parte inferior (Fuente: propia)

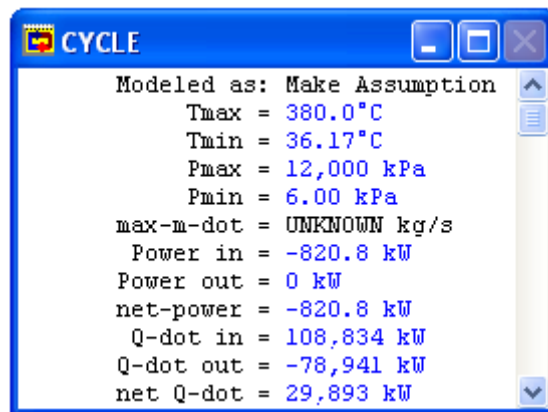


Ilustración 158: Potencia absorbida por las bombas y calor cedido al agua de refrigeración que atraviesa el condensador (Fuente: propia)

### Potencia generada:

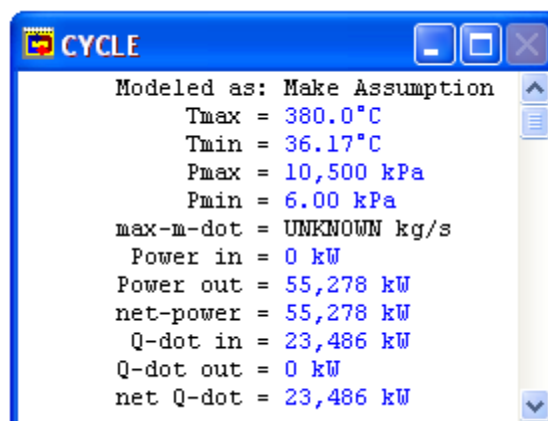


Ilustración 159: Potencia generada (Fuente: propia)

## Anexo III

### Comunicado de prensa

---

#### **PROTERMOSOLAR PROPONE A LA CNE ONCE MEDIDAS QUE REDUCIRÍAN EN 17.300 MILLONES EL DÉFICIT DE TARIFA**

---

Respuesta a la consulta pública por encargo del Gobierno de la nación

*El 42% de la cantidad recortaría el déficit acumulado y el 58% sería la resultante de la rebaja del déficit anual*

*El ahorro sería muy superior de abordarse el beneficio excesivo de las nucleares y gran hidráulica, estimado en 50.000 millones desde el sistema de 'pool'*

Protermosolar, la asociación española de la industria solar termoeléctrica, ha propuesto a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) once medidas cuya aplicación supondría en conjunto una reducción de 17.300 millones de euros del déficit de tarifa. Este plan ha sido elaborado en respuesta a la consulta pública abierta por la CNE por encargo del Gobierno de la nación y con el fin de buscar soluciones a este problema del sector energético que, a juicio de Protermosolar, no es achacable en absoluto a las energías renovables como interesadamente se quiere hacer ver a la opinión pública, ya que éstas han contribuido a la rebaja en origen del precio de la electricidad.

La rebaja del déficit sería aún mayor con este plan de Protermosolar si se abordara la quita que propone para los beneficios excesivos obtenidos por la generación de electricidad en centrales nucleares y gran hidráulica, una quita que responde a la doctrina del Tribunal Supremo sobre los "beneficios razonables" y con la que ya se justificaron en el pasado determinadas medidas sobre algunas energías renovables.

La cuantificación de estos beneficios excesivos podría hacerse a partir de las conclusiones de un informe de la propia CNE, de mayo de 2008, sobre costes de generación de las diferentes tecnologías y que coinciden con estudios de consultoras realizados posteriormente, de lo que se derivaría una cifra superior a los 50.000 millones de euros desde la instauración del sistema de 'pool' y en más de 20.000 millones desde el reconocimiento de la figura del déficit tarifario.



En síntesis, la propuesta de Protermosolar a la CNE incluye dos grandes tipos de medidas, con los siguientes ahorros:

**A) Medidas para recortar el déficit acumulado:**

- 1) Aplicar una cierta quita basada en la teoría del Tribunal Supremo de beneficio razonable por los 'windfall profits' de años anteriores. Cantidad pendiente de determinar.
- 2) Realizar la regularización y liquidación final de los Costes de Transición a la Competencia todavía pendientes. Estimación: 3000 millones de euros.
- 3) Exigir la devolución de los derechos de emisión que las eléctricas han recibido gratuitamente en los sucesivos años desde 2005 y que se han internalizado en el precio del pool. Ya se exigió la devolución de ciertas anualidades (2006, 2007, 2008 y 2009-1er semestre) que es de suponer se habrán ingresado, aunque no se ha podido ver claramente en los datos facilitados sobre el déficit. Faltaría por exigir las de 2005 y desde el 2º semestre de 2009 hasta la fecha. Estimación: 4200 millones de euros.

**B) Medidas para reducir el déficit anual**

- 4) Bajar la remuneración a las centrales nucleares e hidráulicas, suficientemente amortizadas y cuyos costes de generación son muy inferiores a los precios del 'pool'. Estimación: 3000 millones de euros al año.
- 5) Revisar los costes regulados de distribución exigiendo mayores niveles de eficacia y, por tanto, de reducción de costes. Estimación: 500 millones de euros anuales.
- 6) Eliminar los pagos por interrumpibilidad a grandes consumidores al existir sobrecapacidad instalada. Estimación: 500 millones de euros al año. (Actualmente cobran del orden de 5000 millones)
- 7) Reducir los pagos por capacidad a los ciclos combinados e hidráulica. Estimación: 300 millones de euros anualmente.
- 8) Retirar los apoyos al carbón nacional, que son la causa del cambio de tendencia en los compromisos de reducción de emisiones, y pasar a los Presupuestos Generales del Estado otras medidas de apoyo a los 4000 trabajadores del sector de la minería. Estimación: 500 millones de euros al año.
- 9) Pasar a los Presupuestos Generales del Estado todos los costes que puedan calificarse de "apoyos sociales", como los costes extrapeninsulares, el bono social, la subvención a Elcogas, la Moratoria Nuclear, etcétera. Estimación: 1300 millones de euros al año.

- 10) Corresponsabilizar a los otros sectores energéticos de la necesaria transformación del sector eléctrico para el cumplimiento de los objetivos marcados por la U.E. Estimación: 3000 millones de euros anuales.
- 11) Aplicar como ingresos al sistema parte de las subastas de derechos de emisiones por generación eléctrica a partir de 2013. Estimación: 1000 millones de euros anuales.

Protermosolar estima que todas estas medidas resolverían sobradamente el problema del déficit y permitirían avanzar hacia el cambio de modelo energético con penetración paulatina de las renovables y con primas a su vez progresivamente decrecientes hasta alcanzar la paridad. Las renovables no son el problema, sino la solución que puede ayudar a España a remontar la crisis al atraer inversión privada, incrementar el PIB, generar empleo, reducir importaciones de combustibles y la vulnerabilidad de nuestra economía y, en definitiva, contribuir de manera significativa a la reducción del déficit público. Si se aplicaran todas esas medidas no habría ningún problema en trasladar posteriormente a tarifa los costes resultantes y, por tanto, el resultado final sería que nunca más se incurriría en déficit tarifario.



## Acrónimos y abreviaciones

<b>BOP</b>	Balance of Plant
<b>CCP</b>	Captador Cilindro Parabólico
<b>CSP</b>	Concentring Solar Power
<b>FSC</b>	Field Solar Controller
<b>GNL</b>	Gas Natural Licuado
<b>PER</b>	Plan de Energías Renovables
<b>PID</b>	Proporcional Integral Derivativo
<b>Psa</b>	Plataforma Solar de Almería
<b>PTA</b>	planta de tratamiento de aguas
<b>PVD</b>	Phase Vapour Deposition
<b>SAT</b>	Sistema de Almacenamiento Térmico
<b>SEGS</b>	Solar Energy Generating System

## Bibliografía

- [1] **Plan de Energías Renovables 2011-2020** [pdf en línea], Madrid  
<[http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos\\_11227\\_PER\\_2011-2020\\_def\\_93c624ab.pdf](http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf)> [consulta: junio 2012]
- [2] **DESERTEC** [pdf en línea] <[http://www.desertec.org/downloads/summary\\_es.pdf](http://www.desertec.org/downloads/summary_es.pdf)> [consulta: junio 2012]
- [3] **Opex Energy** [web] < <http://www.opex-energy.com> > [consulta: junio 2012]
- [4] **Sitio solar**. Portal de energías renovables [web] <<http://www.sitiosolar.com/>> [consulta: junio 2012]
- [5] **Plataforma solar de Almería** [web] <<http://www.psa.es/webesp/index.php>> [consulta: junio 2012]
- [6] **Protermosolar** [web] <<http://www.protermosolar.com/>>
- [7] **Solar Thermal Electricity 2025. Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production** [pdf en línea]  
<[http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost\\_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf](http://www.estelasolar.eu/fileadmin/ESTELAdocs/documents/Cost_Roadmap/2010-06%20-%20Solar%20Thermal%20Electricity%202025%20-%20ENG.pdf)>
- [8] **Flabeg Solar** [web] <<http://www.flabeg.com/>>
- [9] **SCHOTT** [web] <<http://www.schott.com/iberica/spanish/>>
- [10] **Siemens Energy** [web] <<http://www.energy.siemens.com/entry/energy/hq/en/>>
- [11] **Centrales termosolares** [web] <<http://www.centrales termosolares.com/>>
- [12] **Technology Roadmap. Concentrating Solar Power** [pdf en línea]  
<[http://www.iea.org/papers/2010/csp\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf)>
- [13] **Impacto macroeconómico del Sector. Solar Termoeléctrico en España** [pdf en línea]  
<[http://www.protermosolar.com/prensa/2011\\_10\\_25/Impacto%20macroeconomico%20del%20sector%20solar%20termoelectrico%20en%20.pdf](http://www.protermosolar.com/prensa/2011_10_25/Impacto%20macroeconomico%20del%20sector%20solar%20termoelectrico%20en%20.pdf)>
- [14] **Moran, Michael J. Fundamentos de termodinámica técnica**. Reverté, 2004.
- [15] **Apuntes Máquinas y Centrales térmicas**. Universidad Carlos III de Madrid. Grado en Ingeniería Mecánica. Curso 2010/11
- [16] **Apuntes Transferencia de Calor**. Universidad Carlos III de Madrid. Grado en Ingeniería Mecánica. Curso 2010/11



**[17] Apuntes Equipos Térmicos.** Universidad Carlos III de Madrid. Grado en Ingeniería Mecánica. Curso 2011/12

**[18] Apuntes Centrales Eléctricas.** Universidad Carlos III de Madrid. Grado en Ingeniería Eléctrica. Curso 2011/12